Office national de l'énergie

National Energy Board

Perspectives à court terme de la production de **pétrole brut** au Canada

jusqu'en 2006

Évaluation du marché de l'énergie • Septembre 2005

Canada

Office national de l'énergie

National Energy Board

Perspectives à court terme de la production de **pétrole brut** au Canada *jusqu'en 2006*

Évaluation du marché de l'énergie • Septembre 2005

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2005

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2005

N° de cat. NE23-130/2005F
ISBN 0-662-74760-7

Cat. No. NE23-130/2005E
ISBN 0-662-41182-X

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles.

This report is published separately in both official languages.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : (403) 292-5576
Téléphone : (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: (403) 292-5576
Phone: (403) 299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

TABLE DES MATIÈRES

Liste des figures et des tableaux iii

Liste des sigles et des abréviations v

Avant-propos vi

Résumé vii

Chapitre 1 : Introduction 1

Chapitre 2 : Prix du pétrole brut 4
- 2.1 Prix du pétrole brut sur la scène mondiale 4
- 2.2 Prix du pétrole brut au pays 9
  - 2.2.1 Écart entre le pétrole léger et le pétrole lourd 10
  - 2.2.2 Taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien 12
- 2.3 Perspectives 12

Chapitre 3 : Activités de forage et d'exploration 14
- 3.1 Introduction 14
- 3.2 Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) 14
- 3.3 Est du Canada 16
- 3.4 Nord du 60e parallèle 19
- 3.5 Coûts de recherche et de mise en valeur 20
- 3.6 Perspectives 21

Chapitre 4 : Production intérieure 23
- 4.1 Introduction 23
- 4.2 Sables bitumineux 23
  - 4.2.1 Extraction de bitume à ciel ouvert 23
  - 4.2.2 Récupération de bitume in situ 26
- 4.3 BSOC – Pétrole léger classique 27
- 4.4 BSOC – Pétrole lourd classique 28
- 4.5 BSOC – Pentanes plus 28
- 4.6 Est du Canada 29
- 4.7 Production totale de pétrole brut canadien 29
- 4.8 Offre nette disponible 30
- 4.9 Perspectives 31

Chapitre 5 : Balance commerciale du Canada pour le pétrole brut **33**
5.1 Introduction 33
5.2 Arrivages de pétrole brut dans les raffineries canadiennes 34
5.3 Importations 35
5.4 Exportations 35
5.4.1 PADD I 36
5.4.2 PADD II 37
5.4.3 PADD III 37
5.4.4 PADD IV 38
5.4.5 PADD V 39
5.4.6 Outre-mer 40
5.5 Perspectives 40

Chapitre 6 : Grands oléoducs **42**
6.1 Introduction 42
6.2 Réseaux principaux 42
6.2.1 Enbridge Pipelines 43
6.2.2 Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. (TPTM) 44
6.2.3 Oléoduc d'Express 45
6.3 Perspectives 46

Chapitre 7 : Produits pétroliers **48**
7.1 Introduction 48
7.2 Tendances de la demande de produits pétroliers au pays 49
7.3 Incidence des prix élevés du pétrole 52
7.4 Perspectives 53

Chapitre 8 : Conclusions **55**

Glossaire **56**

Annexe 1 : Projets de récupération in situ du bitume **61**

Annexe 2 : Facteurs de conversion **63**

FIGURES

I	Production totale de pétrole brut canadien	viii
1.1	Industrie pétrolière au Canada en 2004	2
2.1	Prix du WTI de 1999 à 2005	5
2.2	Prix des bruts de référence canadiens	9
2.3	Écarts accrus entre le pétrole léger et le pétrole lourd	11
2.4	Taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien	12
3.1	Forages visant le pétrole classique dans le BSOC	15
3.2	Forages sur la côte Est	16
3.3	Bassins au large de la côte Est du Canada	17
3.4	Forages en Ontario	18
3.5	Travaux d'exploration et de mise en valeur de pétrole dans les T.N.-O. et au Yukon	19
3.6	Coûts de RMV – Pétrole classique du BSOC	20
3.7	Coûts de RMV – À l'échelle mondiale	21
4.1	Emplacement des grands projets dans la région des sables bitumineux	24
4.2	Production de bitume	25
4.3	Production de pétrole brut léger classique dans le BSOC	27
4.4	Production de pétrole lourd classique dans le BSOC	28
4.5	Production de pétrole sur la côte Est	29
4.6	Production de pétrole brut canadien	30
4.7	Offre nette disponible selon les types de produits (en milliers de m^3/j)	31
5.1	Offre de pétrole brut canadien et débouchés – 2004	33
5.2	Arrivages de pétrole brut dans les raffineries	34
5.3	Approvisionnements des raffineries en pétrole brut – Mars 2005	35
5.4	Sources d'importation de brut – Mars 2005	35
5.5	Exportation de pétrole brut canadien par PADD	36
6.1	Envois de pétrole brut à partir de l'Ouest canadien	42
6.2	Principaux marchés de brut et pipelines les desservant au Canada et aux États-Unis	43
6.3	Volumes d'exportation sur la canalisation principale d'Enbridge	44
6.4	Volumes d'exportation sur le réseau de Terasen Pipelines (Trans Mountain)	45
6.5	Volumes d'exportation sur le réseau d'Express	45

7.1	Raffineries au Canada (en milliers de m^3/j)	48
7.2	Capacité de raffinage au Canada et utilisation	49
7.3	Ventes de produits pétroliers raffinés au pays – Mars 2005	49
7.4	Ventes d'essence, de diesel et de carburéacteur au pays	50
7.5	Prix de l'Edmonton Par comparé aux prix moyens de gros et au détail de l'essence au Canada	51
7.6	Ventes de mazouts léger et lourd ainsi que d'autres produits pétroliers au pays	52
7.7	Consommation d'énergie par dollar de PIB canadien	53
7.8	Incidence des devises sur les prix du WTI	54

TABLES

2.1	2000 en bref	5
2.2	2001 en bref	6
2.3	2002 en bref	6
2.4	2003 en bref	8
2.5	2004 en bref	8
2.6	Prix en 2004 de bruts canadiens choisis	10
4.1	Grands projets de récupération de bitume in situ de 2000 à 2006	26
5.1	Projets d'agrandissement de raffineries	38
6.1	Propositions de pipelines d'exportation d'envergure	46
7.1	Teneur en soufre ciblée pour les carburants	49

AIE	Agence internationale de l'énergie
API	American Petroleum Institute
AUS	ancienne Union soviétique
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CAGM	côte américaine du golfe du Mexique
CNRL	Canadian Natural Resources Limited
EIA	Energy Information Administration
ÉMÉ	Évaluation du marché de l'énergie
EUB	Energy and Utilities Board de l'Alberta
GES	gaz à effet de serre
GPL	gaz de pétrole liquéfié
IA	indice d'acidité
LGN	liquides de gaz naturel
LLB	mélange Lloydminster
Mpi^3/j	million de pieds cubes par jour
MSW	mélange non corrosif mixte (Mixed Sweet Blend)
NYMEX	New York Mercantile Exchange
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
ONÉ	Office national de l'énergie
OPEP	Organisation des pays exportateurs de pétrole
PADD	Petroleum Administration for Defense District
PBS	pétrole brut synthétique
PE	protocole d'entente
PEÉ	Programme d'expansion de l'éthanol
PESBA	projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca
PIB	produit intérieur brut
PPR	produits pétroliers raffinés
RAH	récupération assistée des hydrocarbures
RMV	recherche et mise en valeur
RNCan	Ressources naturelles Canada
SCV	stimulation cyclique par la vapeur
SEC	commission des valeurs mobilières des États-Unis
SGSIV	séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur
SPPLF	sables de production de pétrole lourd à froid
SRAS	syndrome respiratoire aigu sévère
SSP	pétrole brut non corrosif de qualité supérieure (Syncrude Sweet Premium)
TPTM	Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.
VAPEX^{MC}	séparation à la vapeur
VNA	versant nord de l'Alaska
WCS	bruts de choix de l'Ouest canadien (Western Canadian Select)
WTI	West Texas Intermediate

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (l'ONÉ ou l'Office) a été créé en vertu d'une loi du Parlement en 1959. Les pouvoirs de réglementation consentis à l'Office au titre de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* englobent l'autorisation d'exporter du pétrole, du gaz naturel, des liquides de gaz naturel et de l'électricité; l'autorisation de construire des oléoducs, des gazoducs et des productoducs interprovinciaux et internationaux, ainsi que des lignes internationales de transport d'électricité; l'établissement de droits justes et raisonnables à l'égard des pipelines de compétence fédérale; les activités pétrolières et gazières sur les terres publiques dans le Nord canadien.

Dans le cadre de son mandat, l'Office est tenu d'analyser les perspectives touchant l'offre de tous les produits énergétiques (y compris le pétrole, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel et l'électricité), ainsi que la demande de produits énergétiques canadiens sur le marché intérieur et les marchés étrangers. L'Office publie des rapports intitulés Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) qui visent à présenter des analyses des principaux produits énergétiques, de façon globale ou à l'égard d'une ressource en particulier. En outre, l'ONÉ joue un rôle important et occupe une position unique lorsqu'il s'agit de procurer des renseignements objectifs et impartiaux aux décideurs, aux paliers fédéral et provincial.

La présente ÉMÉ, intitulée *Perspectives à court terme de la production de pétrole brut au Canada jusqu'en 2006*, vise à ajouter à l'efficacité des activités de surveillance de l'Office en proposant une analyse à court terme de l'évolution récente de la situation et des nouveaux enjeux dans l'industrie pétrolière au Canada. L'ÉMÉ présente les perspectives de l'ONÉ sur 18 mois à l'égard des prix, de l'offre et des marchés pour le pétrole brut et les produits pétroliers canadiens. Dans la mesure où elles se profilent à l'horizon, les occasions et les contraintes pouvant exister sont relevées.

Avant de rédiger son rapport, l'Office a dirigé une série d'entrevues informelles avec un échantillon représentatif d'intervenants de l'industrie, soit des producteurs, des raffineurs, des commercialisateurs, des pipelinières, des associations industrielles de même que des organismes et ministères gouvernementaux. L'ONÉ apprécie grandement l'information et les commentaires qui lui ont été communiqués et il tient à remercier tous les participants qui ont contribué de leur temps comme de leur expertise.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport, en totalité ou en partie, pour étayer son témoignage dans le cadre d'une instance réglementaire peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi est réputée avoir adopté l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

105-06957/

RÉSUMÉ

Introduction

La présente ÉMÉ, intitulée *Perspectives à court terme de la production de pétrole brut au Canada jusqu'en 2006*, vise à ajouter à l'efficacité des activités de surveillance de l'Office en proposant une analyse à court terme de l'évolution récente de la situation et des nouveaux enjeux dans l'industrie pétrolière au Canada. L'ÉMÉ présente les perspectives de l'ONÉ sur 18 mois à l'égard des prix, de l'offre et des marchés pour le pétrole brut et les produits pétroliers canadiens. Dans la mesure où elles se profilent à l'horizon, les occasions et les contraintes pouvant exister sont relevées.

Depuis la fin de 2002, les marchés pétroliers mondiaux ont connu une très forte poussée. Alors que, partout dans le monde, le prix des bruts de référence frôle ou atteint de nouveaux sommets, la demande de pétrole poursuit sur sa lancée sans montrer de signes d'essoufflement. Dans de telles conditions, le Canada occupe une position enviable du fait que ses réserves sont les deuxièmes du monde en importance et qu'il s'agit d'un des rares pays qui, sans être membre de l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP), présente de belles perspectives de croissance au chapitre de la production.

Les prix élevés se sont traduits par des bénéfices record pour l'industrie du pétrole et du gaz naturel au Canada, en plus d'être à l'origine d'investissements de milliards de dollars, en particulier dans la région des sables bitumineux de l'Alberta. Les prix brusquement accrus des produits pétroliers et énergétiques se sont répercutés sur les consommateurs et de grands secteurs industriels.

Prix du pétrole au pays et à l'étranger

Certaines des forces qui agiront probablement sur le marché mondial du pétrole jusqu'à la fin de 2006 sont :

- La demande de brut continuera de croître de façon soutenue, la Chine menant la cadence. Cette croissance sera surtout attribuable aux carburants de transport.
- La croissance de l'offre hors OPEP devrait normalement se situer à presque 1,0 Mb/j en 2005 et à 1,3 Mb/j en 2006.
- Les pays de l'OPEP devraient ainsi être appelés à fournir 29,5 Mb/j en 2005 et 30,0 Mb/j en 2006.
- La capacité de réserve de l'OPEP devrait se situer autour de 1,0 Mb/j à peine au cours des deux prochaines années.
- Deux questions d'actualité en 2004, l'engorgement des voies de transport et le manque de capacité de réserve pour le raffinage à la grandeur de la planète, pourraient bien se révéler problématiques en 2005 et 2006.
- Les risques de nature géopolitique ne se résorberont pas.

Sur cette toile de fond, les spécialistes de l'industrie sont pour la plupart d'avis que le baril de West Texas Intermediate (WTI) se transigera autour de 50 $US. On semble penser que le prix-plancher du baril ne tombera pas sous 40 $US ou 45 $US, mais nul n'ose prédire un prix-plafond.

Dans l'ensemble, on s'attend que les prix plus élevés du pétrole à l'échelle internationale continuent d'être à l'origine de rendements attrayants pour les producteurs canadiens de pétrole brut léger tout au long de 2006. Il est prévu que la tendance d'un écart de prix plus prononcé entre le pétrole léger et le pétrole lourd se maintiendra, mais que cet écart n'en sera pas moins quelque peu amenuisé comparativement à celui enregistré depuis la fin de 2004. Il semble aussi que les enjeux seront de taille pour les producteurs de bitume et de pétrole extra lourd, qui ont besoin de quantités substantielles d'hydrocarbures légers à des fins de mélange, s'ils souhaitent demeurer rentables, surtout pendant les mois d'hiver.

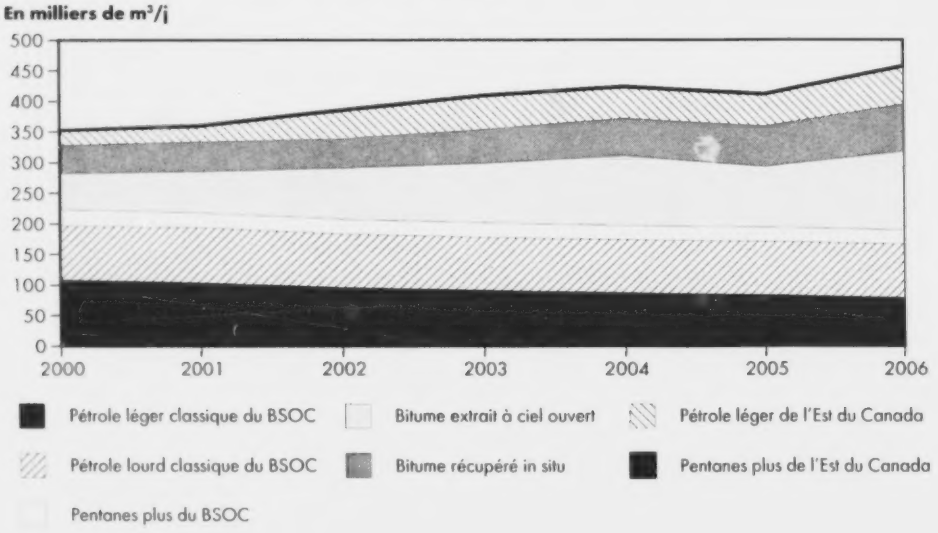
Forages, exploration et production

Même si le nombre record de forages de puits de gaz naturel dans l'Ouest canadien l'ait éclipsé dans une certaine mesure, le degré d'activité sur la scène pétrolière réagit aux prix plus élevés pour le pétrole. Cela est surtout évident dans la région des sables bitumineux, au large de la côte de Terre-Neuve-et-Labrador, de même qu'en Saskatchewan et au Manitoba. Les régions du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) qui renferment du pétrole classique sont relativement matures aux chapitres de l'exploration et de la mise en valeur. Toutefois, puisqu'on prévoit qu'une tranche d'à peine 22 % de l'ensemble du pétrole en place devrait être récupérée, le reste représente une cible d'exploitation alléchante. Afin d'inciter à la récupération assistée des hydrocarbures (RAH), les gouvernements ont récemment adopté plusieurs mesures, dont la modification des modalités fiscales et un soutien accru à la recherche en RAH.

Sur la côte Est, l'activité se poursuit à faible allure. Elle est surtout concentrée au large de la côte de Terre-Neuve, mais l'île elle-même en est aussi témoin, au même titre que la plate-forme en eaux profondes au large de la Nouvelle-Écosse. Dans le Nord canadien, de récents travaux d'exploration

FIGURE 1

Production totale de pétrole brut canadien



pétrolière ont été effectués dans quatre régions du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest. En Ontario et au Québec, forages et autres travaux d'exploration visant la découverte de pétrole ont pris un peu d'ampleur.

Dans l'ensemble, la production classique tirée du BSOC est en déclin, une situation qui est cependant largement compensée compte tenu des gains réalisés au large de la côte Est et dans la région des sables bitumineux.

En 2005, la production totale prévue devrait être inférieure d'environ 3 % aux niveaux atteints en 2004, ce qui est principalement dû aux problèmes opérationnels qu'ont connus les trois installations intégrées d'extraction à ciel ouvert et de valorisation de sables bitumineux. Toutefois, d'ici la fin de 2006, la production canadienne totale devrait augmenter de façon substantielle pour atteindre 458 000 m^3/j (2,9 Mb/j) grâce à une plus grande production de bitume à ciel ouvert et in situ, ainsi que de pétrole sur la côte Est.

Marchés et pipelines

De nouveaux marchés seront requis pour l'écoulement de la production accrue tirée des sables bitumineux. Par conséquent, l'industrie a déposé deux demandes auprès de l'ONÉ, qui les a approuvées en juin 2005, pour ouvrir de nouveaux marchés au pétrole brut canadien, en particulier aux bitumes fluidifiés. Les projets d'inversion Spearhead et d'un pipeline de 20 po d'ExxonMobil assureront respectivement l'accès à la région méridionale du PADD II (Cushing, en Oklahoma) et à la côte américaine du golfe du Mexique (CAGM). De cette manière, le pétrole brut canadien aura de nouveaux débouchés qui devraient avoir un effet modérateur sur l'écart de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd et permettre d'améliorer les rentrées nettes des producteurs de pétrole lourd.

Au nombre des autres grands enjeux qui préoccupent l'industrie, il faut noter l'offre insuffisante de diluants en vue du transport des bruts lourds jusqu'aux marchés, le manque de capacité pipelinière pour le pétrole lourd produit dans le BSOC, la volatilité des prix et la capacité inadéquate de cokéfaction compte tenu d'une offre croissante de brut dérivé des sables bitumineux.

Les membres de l'industrie collaborent en vue d'apporter des solutions pour le transport de la production toujours plus importante tirée des sables bitumineux. Sous ce rapport, il est concevable que d'ici la fin de 2006, une demande en vue de la construction d'un grand oléoduc soit déposée auprès de l'Office.

Produits pétroliers

On s'attend qu'une forte croissance économique et que la demande qui s'ensuivra pour les produits pétroliers maintiendront à des niveaux très élevés, soit autour de 90 %, les taux d'utilisation des raffineries au Canada. D'ici la fin de la période étudiée dans le présent rapport, il n'y a aucun projet majeur d'agrandissement de raffinerie.

Depuis 2003, la demande intérieure d'essence et de diesel ne semble pas avoir été beaucoup touchée par la hausse des prix, mais cela pourrait bien changer, surtout si les prix du pétrole demeurent élevés. On prévoit une croissance modérée de la demande pour ces deux carburants en 2005 et 2006.

Pour le Canada dans son ensemble, les retombées économiques nettes de prix accrus du pétrole ne sont pas claires. Même si les provinces productrices profitent des prix élevés, ces derniers entraînent une réduction du revenu réel des consommateurs et sont à l'origine d'importantes contraintes commerciales pour nombre d'industries canadiennes. Des investissements dans les technologies éconergiques sont à prévoir à plus long terme si les prix de l'énergie ne baissent pas.

INTRODUCTION

La présente Évaluation du marché de l'énergie (ÉMÉ) est le premier rapport de l'Office national de l'énergie (ONÉ) à proposer des perspectives et une analyse à court terme pour le pétrole brut canadien. L'ÉMÉ présente les perspectives de l'ONÉ sur 18 mois à l'égard de l'offre, des prix et des marchés pour le pétrole brut et les produits pétroliers canadiens. Dans la mesure où elles se profilent à l'horizon, les occasions et les contraintes pouvant exister pour l'industrie sont relevées. Cette analyse vise à ajouter à l'efficacité des activités de surveillance de l'Office en procurant un examen à court terme de l'évolution récente de la situation et des nouveaux enjeux dans l'industrie pétrolière au Canada.

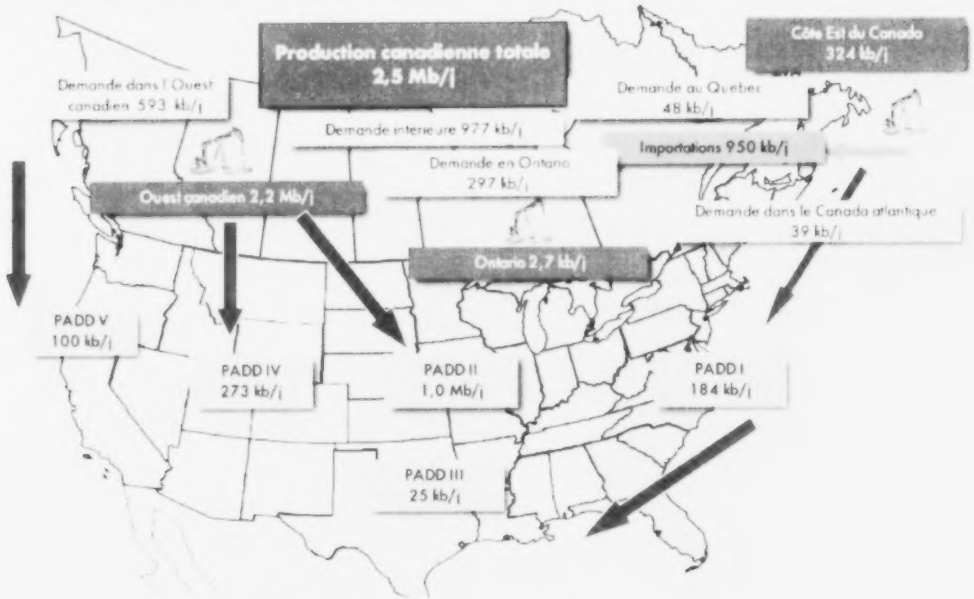
Depuis la fin de 2002, les marchés pétroliers mondiaux ont connu une très forte poussée. Alors que, partout dans le monde, le prix des bruts de référence frôle ou dépasse de nouveaux sommets, la demande de pétrole poursuit sur sa lancée sans montrer de signes d'essoufflement. Dans de telles conditions, le Canada occupe une position enviable du fait que ses réserves sont les deuxièmes du monde en importance et qu'il s'agit d'un des rares pays qui, sans être membre de l'OPEP, présente de belles perspectives de croissance au chapitre de la production. La production accrue tirée des sables bitumineux permet l'entrée sur de nouveaux marchés et l'essor de marchés existants, mais il faut également élargir l'infrastructure pipelinière.

Les prix élevés se sont traduits par des bénéfices record pour l'industrie du pétrole et du gaz naturel au Canada, en plus d'être à l'origine d'investissements de milliards de dollars, en particulier dans la région des sables bitumineux de l'Alberta. Les prix brusquement accrus des produits pétroliers et énergétiques se sont répercutés sur les consommateurs et de grands secteurs industriels.

La figure 1.1 et le texte qui suit donnent un aperçu de la situation dans l'industrie pétrolière au Canada.

- À l'heure actuelle, il existe deux grandes régions de production pétrolière au Canada : celle du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC), qui comprend les sables bitumineux, de même que celle au large de la côte Est du pays.
- La production de pétrole classique, léger ou lourd, dans le BSOC étant en déclin, on met désormais l'accent sur la mise en valeur des sables bitumineux et des gisements au large de la côte Est du Canada.
- Trois grands champs pétroliers ont été mis en valeur au large de Terre-Neuve-et-Labrador (Hibernia, Terra Nova et White Rose).
- En 2004, le Canada a produit presque 400 000 m^3/j (2,5 Mb/j) de pétrole brut, dont une tranche de presque 350 000 m^3/j (2,2 Mb/j) en provenance du BSOC.
- Le pétrole brut de l'Ouest canadien est acheminé par pipeline vers les États-Unis, le sud de l'Ontario ou la Colombie-Britannique et par pétrolier vers les marchés outre-mer. Le

Industrie pétrolière au Canada en 2004



pétrole produit au large de la côte Est du Canada est expédié par pétrolier jusqu'à des raffineries canadiennes ou américaines et des terminaux pipeliniers.

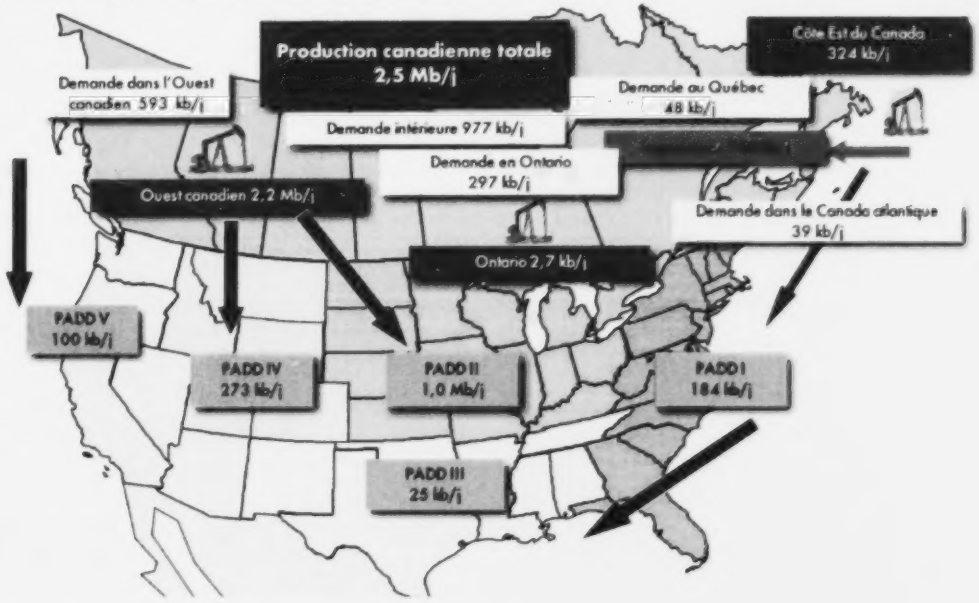
- En 2004, le Canada a consommé 155 000 m^3/j (977 kb/j) de pétrole brut produit au pays et en a importé 150 000 m^3/j (950 kb/j).
- En 2004 toujours, le Canada a exporté presque 251 000 m^3/j (1,6 Mb/j) de pétrole brut aux États-Unis. Dans l'ensemble, le pays a réalisé des exportations nettes de quelque 100 000 m^3/j (630 kb/j).
- Il existe 19 raffineries au Canada, pour une capacité de raffinage totale de presque 320 000 m^3/j (2,0 Mb/j).
- Compte tenu surtout d'une forte demande de carburants de transport, les raffineries canadiennes fonctionnent à une capacité d'environ 90 % depuis plusieurs années.

Le présent rapport est divisé comme suit :

- Le chapitre 1 est une introduction.
- Le chapitre 2 présente des perspectives sur les prix du pétrole brut au pays et sur la scène mondiale.
- Le chapitre 3 traite des activités de forage et d'exploration.
- Le chapitre 4 renferme des projections de l'offre pour le pétrole du Canada.
- Le chapitre 5 se concentre sur la balance commerciale pour le pétrole brut du Canada et sur les marchés du brut canadien.
- Le chapitre 6 examine les réseaux pipeliniers d'exportation existants et les projets d'agrandissement.

FIGURE 1.1

Industrie pétrolière au Canada en 2004



pétrole produit au large de la côte Est du Canada est expédié par pétrolier jusqu'à des raffineries canadiennes ou américaines et des terminaux pipeliniers.

- En 2004, le Canada a consommé 155 000 m^3/j (977 kb/j) de pétrole brut produit au pays et en a importé 150 000 m^3/j (950 kb/j).
- En 2004 toujours, le Canada a exporté presque 251 000 m^3/j (1,6 Mb/j) de pétrole brut aux États-Unis. Dans l'ensemble, le pays a réalisé des exportations nettes de quelque 100 000 m^3/j (630 kb/j).
- Il existe 19 raffineries au Canada, pour une capacité de raffinage totale de presque 320 000 m^3/j (2,0 Mb/j).
- Compte tenu surtout d'une forte demande de carburants de transport, les raffineries canadiennes fonctionnent à une capacité d'environ 90 % depuis plusieurs années.

Le présent rapport est divisé comme suit :

- Le chapitre 1 est une introduction.
- Le chapitre 2 présente des perspectives sur les prix du pétrole brut au pays et sur la scène mondiale.
- Le chapitre 3 traite des activités de forage et d'exploration.
- Le chapitre 4 renferme des projections de l'offre pour le pétrole du Canada.
- Le chapitre 5 se concentre sur la balance commerciale pour le pétrole brut du Canada et sur les marchés du brut canadien.
- Le chapitre 6 examine les réseaux pipeliniers d'exportation existants et les projets d'agrandissement.

- Le chapitre 7 porte sur l'industrie des produits pétroliers canadiens et l'incidence de la hausse des prix.
- Le chapitre 8 tire des conclusions.

SUR LE WEB

Centre info-énergie
http://www.centreinfo-energie.com/silos/ET-CanEn01.asp

Ressources naturelles Canada
http://www.rncan-nrcan.gc.ca

PRIX DU PÉTROLE BRUT

2.1 Prix du pétrole brut sur la scène mondiale

Les années 1997 et 1998 ont été décisives pour le marché mondial du pétrole. En 1997, les marchés américain et européen ont connu une croissance lente mais régulière alors que celle des tigres de l'Asie était tous azimuts. L'Irak a négocié le programme « pétrole contre nourriture » avec les Nations Unies, l'autorisant à vendre des quantités limitées de son pétrole brut sur le marché libre de manière à pouvoir s'approvisionner en aide humanitaire. En dépit d'un tel ajout à l'offre, l'Organisation des pays exportateurs de pétrole (OPEP) avait la partie belle et à sa réunion de novembre 1997, elle a décidé d'accroître sa production de façon importante afin de pouvoir répondre à une demande asiatique qui se raffermissait. Ce que l'OPEP n'a toutefois pas réalisé, c'est que les économies de l'Asie avaient outrepassé leurs possibilités. Il y a d'abord eu l'effondrement de la devise thaïlandaise qui a eu des répercussions partout dans le monde. Puis, d'autres économies de pays asiatiques n'ont pas tardé à s'affaisser, ce qui a évidemment eu d'importantes conséquences sur la demande de pétrole.

En 1998, avec la brusque chute des prix, le monde a connu une surabondance de pétrole brut. De tels prix n'avaient pas été vus depuis 1986 et les bruts de référence se sont vendus à moins de 10 $US le baril. Les volumes irakiens ont continué de croître, en dépit de la faiblesse des prix, du fait qu'ils n'étaient pas touchés par les quotas de l'OPEP. Avec la grande faiblesse des prix, les producteurs qui affichaient des coûts élevés ont dû fermer des puits et l'industrie a connu le début d'une vague de consolidations.

En réaction à l'effondrement des prix, l'OPEP a énormément réduit sa production pour essayer de renverser la vapeur sur les marchés. Les compressions ultimes de la production de pétrole brut par l'OPEP ont eu lieu au début de 1999 et elles ont brusquement entraîné vers le bas les stocks de brut et de produits pétroliers. Cette démarche a obtenu le résultat escompté et des prix substantiellement plus élevés étaient la norme à la fin de 1999. La figure 2.1 illustre l'évolution des prix du West Texas Intermediate (WTI) entre 1999 et 2005.

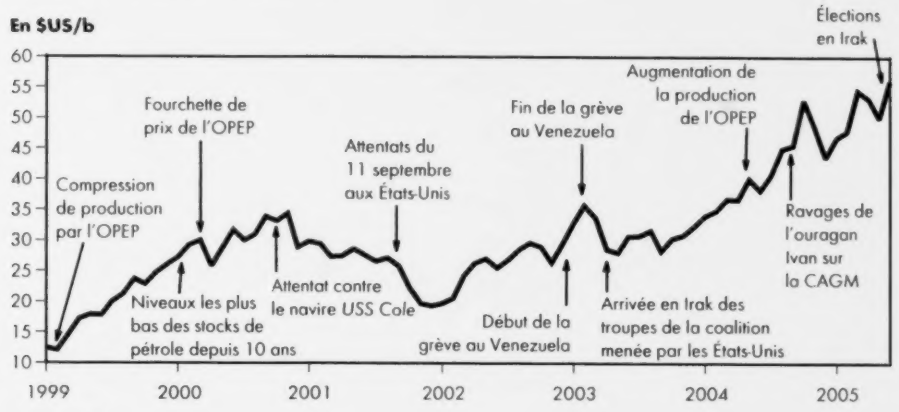
2000 – La table est mise en raison de faibles stocks de brut et de l'adoption d'une fourchette de prix ciblés

Au début de l'an 2000, les prix du brut avaient rebondi à 27 $US le baril de brut de référence WTI après des creux mensuels moyens, en 1998 et au début de 1999, qui variaient entre 10 $US et 12 $US le baril.

À l'occasion de la réunion de l'OPEP tenue en mars 2000, les représentants du Venezuela ont persuadé les autres ministres du bien-fondé, en principe, d'une fourchette de prix variant entre 22 $US et 28 $US le baril pour le panier de l'OPEP, ce qui équivalait alors à des montants variant approximativement entre 24 $US et 30 $US le baril de WTI. L'OPEP devait, après consultation,

FIGURE 2.1

Prix du WTI de 1999 à 2005



Source : PIRA

redresser sa production en fonction des prix si ces derniers sortaient de la fourchette envisagée. Elle a donc opté pour des rencontres trimestrielles afin d'effectuer de tels redressements.

TABLEAU 2.1

2000 en bref

	Croissance depuis l'année précédente
Demande mondiale de pétrole	0,8 %
Production hors OPEP	3,1 %
Production de l'OPEP	5,2 %
PIB mondial	4,7 %
	Niveaux atteints en 2000
WTI au 31 décembre 2000	26,74 $US
Capacité de réserve de l'OPEP	2,0 Mb/j

Source : PIRA

En 2000, les spéculateurs ont commencé à jouer un rôle important dans le contexte de l'établissement des prix du pétrole. D'imposants volumes spéculatifs ont été transigés dans le cadre de contrats de bruts WTI et Brent, pour entraîner un resserrement de l'offre et pousser vers le haut les prix du brut léger non corrosif. La vigueur des prix du pétrole brut, depuis février 1999, s'amenuisait à la fin de 2000. La croissance de la demande avait été faible, compte tenu du ralentissement économique, tandis que la production dans l'ancienne Union soviétique (ASU) était supérieure aux attentes. La situation semblait favoriser une régression des prix car les stocks de pétrole commercial de l'hiver commençaient à prendre de l'ampleur alors qu'il y avait eu déclin de taille de ces mêmes stocks l'hiver précédent. Le tableau 2.1 donne quelques chiffres propres au marché du pétrole en 2000.

2001 – Le 11 septembre a changé la donne

L'économie américaine, qui ne le cède à nulle autre dans le monde, est entrée en récession au deuxième trimestre de 2001, de sorte que la demande mondiale de pétrole a faibli. Pour éviter que cette situation ait une incidence sur les prix du pétrole, l'OPEP a amorcé une série de compressions de la production et a ainsi été en mesure, jusqu'en septembre 2001, de maintenir ses prix à l'intérieur de la fourchette adoptée.

Cependant, les attentats terroristes du 11 septembre ont eu de graves conséquences sur l'économie américaine ainsi que sur les déplacements aériens internationaux. L'activité économique dans d'autres pays a aussi subi un ralentissement à la suite du déclin de marchés boursiers étrangers, d'une confiance

moins grande des consommateurs et d'attentes moindres au chapitre des importations des États-Unis. Ce ralentissement de l'économie mondiale a fait boule de neige et les perspectives relatives à la demande de pétrole se sont fait moins reluisantes. En plus, le marché du pétrole devait composer avec des stocks commerciaux relativement élevés dans les différents pays du monde. L'OPEP a comprimé sa production trois fois en 2001, ce qui a mené à un rétablissement graduel des prix, mais les conséquences néfastes des attentats terroristes exigeaient des compressions supplémentaires, un chemin que l'OPEP ne souhaitait pas emprunter sans la collaboration de grands producteurs hors OPEP comme la Russie, la Norvège et le Mexique. Une telle collaboration ne s'est pas concrétisée sur-le-champ et c'est dans ces conditions que, pour la seule fois, les prix du pétrole brut ont régressé en deçà de la fourchette des prix ciblés par l'OPEP. Toutefois, avant la fin de l'année, les grands pays producteurs hors OPEP se sont entendus pour appuyer vigoureusement les efforts de stabilisation du marché déployés par l'OPEP, ce qui a mené à des compressions de la production sans précédent de la part de tous, réduisant de 1,5 Mb/j l'offre mondiale de brut au cours du premier semestre de 2002. Cette collaboration a permis aux prix du pétrole de bien se relever. Le tableau 2.2 donne quelques chiffres propres au marché du pétrole en 2001.

TABLEAU 2.2

2001 en bref

	Croissance depuis l'année précédente
Demande mondiale de pétrole	1,0 %
Production hors OPEP	5,0 %
Production de l'OPEP	(1,3 %)
PIB mondial	2,7 %
	Niveaux atteints en 2001
WTI au 31 décembre 2001	19,83 $US
Capacité de réserve de l'OPEP	2,7 Mb/j

Source : PIRA

2002 – Une forte croissance économique et une grève au Venezuela

En 2002, il était évident que l'économie commençait à se ressaisir, mais la croissance de la demande de pétrole demeurait faible. Toutefois, la production de l'OPEP au premier trimestre de 2002 se situait à près de 3,0 Mb/j de moins que l'année précédente. L'excédent des stocks commerciaux de pétrole s'est beaucoup rétréci comparativement à 2001. Au troisième trimestre de 2002, les retraits effectués à partir de ces mêmes stocks commerciaux n'avaient pas été aussi élevés depuis plus de dix ans alors que l'économie américaine reprenait de la vigueur, ce qui favorisait un accroissement de la consommation de pétrole. Il y a eu ensuite de nouveaux déclins substantiels des stocks au quatrième trimestre en raison des fortes baisses imprévues de la production dues à la grève des travailleurs vénézuéliens œuvrant dans le secteur du pétrole et aux dommages causés par les ouragans dans le golfe du Mexique. Qui plus est, les craintes d'une guerre avec l'Irak se précisaient. À la fin de l'année, les stocks commerciaux dans les trois grands marchés de l'Organisation de coopération et de développement économiques (OCDE) n'avaient pas été aussi bas depuis plus de dix ans. Des stocks de faible ampleur et la situation géopolitique qui prévalait constituaient, ensemble, une motivation de taille pour des prix élevés du pétrole et celui du WTI s'est envolé pour atteindre presque 30 $US le baril en décembre 2002. Le tableau 2.3 donne quelques chiffres propres au marché du pétrole en 2002.

TABLEAU 2.3

2002 en bref

	Croissance depuis l'année précédente
Demande mondiale de pétrole	0,9 %
Production hors OPEP	3,4 %
Production de l'OPEP	(6,8 %)
PIB mondial	2,8 %
	Niveaux atteints en 2002
WTI au 31 décembre 2002	31,24 $US
Capacité de réserve de l'OPEP	3,5 Mb/j

Source : PIRA

Les inquiétudes touchant l'Irak n'ont fait que croître vers la fin de 2002 et il en a donc été de

même pour la demande à l'égard des stocks. En août 2002, le Conseil de sécurité des Nations Unies a adopté une résolution parrainée conjointement par les États-Unis et le Royaume-Uni exigeant, sans équivoque, le désarmement de l'Irak, tandis que le Congrès américain autorisait le déploiement de militaires pour réaliser un tel désarmement.

En même temps que les risques d'une guerre avec l'Irak semblaient se matérialiser, la situation se troublait au Venezuela. Le 2 décembre 2002, les travailleurs de Petroleos de Venezuela ont été fort nombreux à se mettre en grève, désirant par ce geste obliger la tenue d'un référendum sur la régie du pays par son dirigeant, Hugo Chavez. L'épreuve de force a presque obligé l'industrie pétrolière à mettre un terme à ses activités et a eu une incidence négative de longue durée sur la capacité de production de pétrole brut du Venezuela. L'élimination des exportations pétrolières vénézuéliennes à la fin de 2002 et au début de 2003 a brusquement fait baisser les stocks américains déclarés et a poussé les prix vers le haut. N'eût été d'une production accrue de la part d'autres pays exportateurs, en particulier l'Arabie saoudite et le Mexique, il est probable que les prix du pétrole auraient grimpé en flèche. Ces prix n'en ont pas moins été solides, occupant une plage située entre 30 $US et 36 $US le baril de WTI.

2003 – La guerre en Irak

Après cinq années de croissance relativement faible de la demande mondiale, un mouvement de pendule a rétabli l'ordre historique en 2003 (niveaux de croissance de 2 % et plus). Alors que l'économie américaine se redressait et sous la poussée amorcée par la Chine, la demande mondiale a augmenté de plus de 2,0 Mb/j au premier semestre de 2003. Par ailleurs, avec le début de la guerre en Irak, toute production dans ce pays a cessé. En 2003, les stocks commerciaux de brut et d'autres produits pétroliers se sont retrouvés aux plus bas niveaux jamais enregistrés en plus de dix ans. Avec une demande de pétrole atteignant de nouveaux sommets, un secteur pétrolier handicapé au Venezuela et la guerre en Irak, les prix du pétrole étaient plus élevés qu'à tout autre moment depuis la guerre du Golfe. L'Arabie saoudite a cherché à assurer un équilibre sur les marchés pétroliers en répondant aux demandes des clients, qui auraient pu se faire plus pressantes si l'hiver avait été plus rigoureux. Le Venezuela a graduellement relancé sa production et les exportations de pétrole irakien ont recommencé en juin, mais la reprise a été plus lente que prévu à l'origine.

Comme les stocks de pétrole étaient très bas au début de l'année et comme l'approvisionnement devenait plus risqué avec le spectre de la guerre en Irak, des pays d'Asie ont regarni leurs stocks au premier trimestre et envisageaient l'achat de volumes importants au deuxième. Ces achats coïncidaient avec un ralentissement de l'activité économique découlant de faiblesses dans les pays industrialisés du bassin de l'Atlantique, dus en grande partie à la propagation du virus du syndrome respiratoire aigu sévère (SRAS) en Asie. Par conséquent, l'Asie ajoutait à ses stocks de pétrole à une vitesse beaucoup plus grande que prévu. Aussi, après plusieurs mois de rééquilibrage, la demande de pétrole reprenait de plus belle. Une croissance annuelle réelle de presque 8 % du produit intérieur brut (PIB) et la forte demande de pétrole en résultant ont précarisé l'équilibre des marchés pétroliers. Les prix du pétrole ont régressé à 28 $US le baril dès qu'on eut constaté qu'après leur engagement, les grands combats en Irak n'avaient pas endommagé les champs pétroliers du pays. Toutefois, les prix se sont rapidement redressés car les stocks demeuraient bas alors que la demande en Asie reprenait de sa vigueur vers la fin de l'année.

Une des conséquences importantes de la diminution de la capacité de production au Venezuela (après la grève des travailleurs œuvrant dans le secteur pétrolier) et de la capacité réduite en Irak (en raison d'un pillage massif après la guerre) fut une réduction substantielle de la capacité de réserve de l'OPEP dans son ensemble. Cette capacité, dont la moyenne atteignait 3,5 Mb/j en 2002, était d'à peine 1,5 Mb/j en 2003, dont une tranche de 60 % se trouvait dans le sous-sol saoudien. Le tableau 2.4

TABLEAU 2.4

2003 en bref

	Croissance depuis l'année précédente
Demande mondiale de pétrole	2,4 %
Production hors OPEP	1,9 %
Production de l'OPEP	4,7 %
PIB mondial	3,9 %
	Niveaux atteints en 2003
WTI au 31 décembre 2003	32,46 $US
Capacité de réserve de l'OPEP	1,5 Mb/j

Source : PIRA

TABLEAU 2.5

2004 en bref

	Croissance depuis l'année précédente
Demande mondiale de pétrole	3,5 %
Production hors OPEP	2,3 %
Production de l'OPEP	6,2 %
PIB mondial	5,0 %
	Niveaux atteints en 2004
WTI au 31 décembre 2004	43,38 $US
Capacité de réserve de l'OPEP	1,3 Mb/j

Source : PIRA

donne quelques chiffres propres au marché du pétrole en 2003.

2004 – Un point d'inflexion?

En 2004, la défense de la fourchette de prix devenait de moins en moins pertinente pour l'OPEP compte tenu d'une croissance du PIB mondial supérieure à 5 % et d'une croissance de la demande mondiale de pétrole de plus de 3,5 %. En Chine, la croissance de la demande de pétrole atteignait à elle seule presque 0,9 Mb/j en 2004. Cette croissance a dépassé de beaucoup l'augmentation de l'offre hors OPEP, ce qui a permis à l'OPEP de hausser sa production. Dans de telles conditions, sa capacité de réserve a régressé jusqu'à un très bas niveau. Le tableau 2.5 donne quelques chiffres propres au marché du pétrole en 2004.

La forte croissance de la demande a absorbé la plus grande partie de la capacité de réserve mondiale pour ce qui est de la production, du raffinage et du transport de pétrole. Le monde de la finance a ainsi été incité à investir dans les produits de base, notamment le pétrole, ce qui a contribué à la hausse des prix. À de nombreux égards, 2004 représente un point d'inflexion. Il semblait nécessaire que les prix du pétrole se retrouvent bien au-dessus de la moyenne des dix années précédentes pour répondre à une croissance robuste de la demande dans un milieu d'augmentations relativement modestes de l'offre hors OPEP. Alors que l'OPEP devait fournir davantage de pétrole dans un monde géopolitique qui posait des risques pour l'approvisionnement, il n'est pas surprenant que les prix du pétrole aient considérablement augmenté. Étant donné que la capacité de réserve du marché mondial du pétrole est très limitée, que la production de nombreux pays hors OPEP a plafonné et que les coûts de recherche et de mise en valeur augmentent substantiellement, il fallait que les prix aussi augmentent afin d'attirer de nouveaux investissements dans les pays de l'OPEP comme ailleurs et aussi afin de ralentir la cadence de croissance de la demande de pétrole.

Le manque de capacité de réserve pour le raffinage en 2004 en réponse à la forte croissance de la demande de produits légers a été à l'origine d'un emballement des marges bénéficiaires des raffineries. C'est ainsi que l'écart entre, d'une part, le brut et les produits légers, et, d'autre part, le brut et les produits lourds, a franchi des seuils jamais atteints.

2005 – De très solides marchés pétroliers

La solidité des marchés pétroliers en 2004 ne s'est pas résorbée en 2005 car la capacité de production de réserve de l'OPEP est limitée, la capacité de transport et de raffinage est restreinte partout dans le monde et les risques pour l'approvisionnement persistent en raison de la situation géopolitique.

Dans le but avoué de freiner la hausse des prix du pétrole, l'OPEP a augmenté ses quotas au premier trimestre de 2005, mais le prix du WTI a tout de même frôlé les 56 $US, résultat des températures froides qui ont sévi en Europe et dans le Nord-Est des États-Unis, d'un équilibre précaire entre l'offre et la demande à l'échelle mondiale et du goût marqué des fonds spéculatifs pour les contrats à terme.

Au deuxième trimestre de 2005, l'OPEP a tenté une fois de plus de freiner la poussée des prix mondiaux du pétrole en augmentant à nouveau ses quotas. Toutefois, dans une large mesure, le marché n'a pas tenu compte de cette augmentation étant donné que la capacité de réserve disponible au chapitre de la production était extrêmement limitée et portait surtout sur du pétrole brut sulfureux lourd et moyen, ce qui ne correspond pas à la qualité de la charge d'alimentation requise pour répondre à la demande croissante de produits pétroliers légers. Au début de juillet, le prix du WTI a atteint un nouveau record, clôturant à un peu plus de 61,00 $US le baril.

On s'attend que les conditions prévalant sur le marché au milieu de 2005 se perpétueront jusqu'à la fin de l'année 2006.

2.2 Prix du pétrole brut au pays

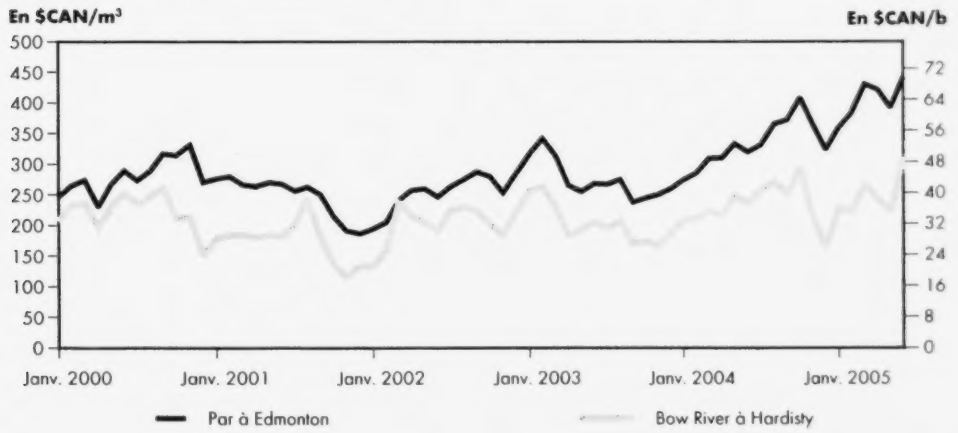
Le pétrole brut se transige à l'échelle de la planète et même si le Canada se classe huitième parmi les pays producteurs, il n'en influence pas le prix sur la scène mondiale, étant en définitive un preneur.

À toutes fins utiles, le brut de référence pertinent pour le Canada est le WTI à Cushing (Oklahoma). Le marché américain est le plus vaste du monde pour le pétrole brut et de tout temps, il s'est agi du seul marché d'exportation du Canada. La figure 2.2 illustre les prix des deux principaux bruts de référence au Canada : le Bow River (lourd) et l'Edmonton Par (léger). En termes généraux, ces prix sont le reflet des rapports fondamentaux qui existent entre l'offre et la demande ainsi que des valeurs du raffinage dans la partie septentrionale du Midwest américain (PADD II, voir la figure 6.2), redressés pour tenir compte de la qualité et des coûts de transport à partir de Hardisty ou d'Edmonton.

Même si les prix des pétroles bruts canadiens sont surtout établis en fonction des conditions qui prévalent sur le marché mondial, l'écart de prix entre le pétrole léger et le pétrole lourd ainsi que le taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien sont deux facteurs qui jouent

FIGURE 2.2

Prix des bruts de référence canadiens



grandement sur les montants obtenus par les producteurs canadiens. Un écart allant s'élargissant est cause de rentrées nettes moins attrayantes pour les producteurs de pétrole lourd, ce qui touche de près le secteur en pleine croissance de la récupération in situ du pétrole des sables bitumineux. En général, un dollar canadien plus ferme face au dollar américain produit des rentrées nettes inférieures pour tous les producteurs canadiens de pétrole brut. Ces questions sont traitées ci-après.

2.2.1 *Écart entre le pétrole léger et le pétrole lourd*

Tous les pétroles bruts n'ont pas la même valeur. Le pétrole léger à faible teneur en soufre est le plus précieux aux yeux des raffineurs parce qu'on en tire des volumes plus imposants de carburants de transport de grande valeur. Par contre, le pétrole lourd à forte teneur en soufre exige un traitement plus élaboré. Habituellement, des remises sont consenties pour les pétroles bruts plus lourds d'une densité API (American Petroleum Institute) plus faible et d'une plus grande teneur en soufre. Le tableau 2.6 décline les prix moyens de certains types de bruts canadiens en 2004.

Les producteurs canadiens commercialisent un large éventail de pétroles bruts, allant des mélanges lourds de bitume sulfureux tiré des sables bitumineux aux pentanes plus (C5+) dérivés principalement du gaz naturel. Le pétrole canadien proviendra surtout des sables bitumineux à l'avenir. Cela signifie que le Canada produira un volume toujours plus grand de pétrole lourd sulfureux. Il faudra donc qu'il y ait valorisation, soit en amont, soit en aval.

De façon à respecter les exigences techniques du transport par oléoduc en matière de viscosité et de densité, les bitumes fluidifiés renferment habituellement entre 30 % et 50 % d'hydrocarbures légers. La figure 2.3 montre qu'à l'hiver de 2005, pour ce qui est du mélange non corrosif mixte (mélange MSW), la plus-value accordée à l'agent de mélange classique C5+ a été substantiellement plus élevée que la moyenne historique d'environ 5 %. Pendant presque tout le premier semestre de 2005, les remises consenties pour le mélange Lloydminster (mélange LLB), qui permet d'établir un parallèle avec les bitumes fluidifiés, ont elles aussi été substantiellement plus élevées que leur valeur historique, qui se situe autour de 28 % sous le prix du mélange MSW. Des coûts de mélange plus élevés qui ne s'accompagnent pas de prix supérieurs pour le pétrole lourd entraînent une baisse des rentrées nettes des producteurs et même parfois des rentrées nettes négatives. En raison des larges écarts qui avaient cours entre le pétrole léger et le pétrole lourd le 31 décembre 2004, les directives de la commission des valeurs mobilières des États-Unis (SEC) ont obligé nombre de sociétés canadiennes à radier des réserves prouvées de bitume, même si le WTI se transigeait à 43,45 $US le baril.

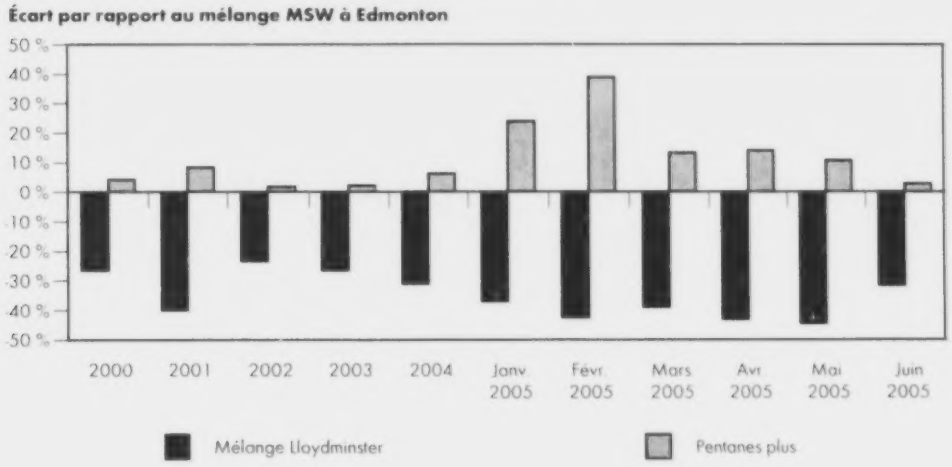
Le marché international permet principalement d'établir la valeur relative du pétrole brut léger et du pétrole brut lourd. Ce sont surtout des types de pétroles lourds sulfureux produits par l'OPEP qui ont servi à répondre à la forte croissance de la demande de pétrole depuis 2003, en particulier pour les produits pétroliers légers. Ainsi, la valeur du brut léger non corrosif s'est accrue par rapport aux

TABLEAU 2.6

Prix en 2004 de bruts canadiens choisis

Type de brut	Densité API	Soufre (en % du poids)	Prix moyen en 2004 (en $CAN/b)
Mélange non corrosif mixte (Edmonton)	39,5	0,39	52,54
Mélange non corrosif Syncrude (Edmonton)	31,9	0,12	52,96
Bow River (Hardisty)	24,9	2,48	37,60
Mélange Lloydminster (Hardisty)	21,0	3,34	36,18

Écarts accrus entre le pétrole léger et le pétrole lourd



pétroles lourds. L'écart de prix s'est récemment élargi en raison de la capacité de raffinage limitée, à l'échelle mondiale, pour les bruts lourds.

L'écart entre le pétrole léger et le pétrole lourd est aussi fonction des conditions qui prévalent sur le marché local. Au cours du premier trimestre de 2005, des perturbations imprévues de la production aux trois usines d'extraction à ciel ouvert de sables bitumineux ont eu un effet de compression sur les approvisionnements de pétrole synthétique léger, ce qui a contribué à relever les prix du pétrole léger canadien.

Le principal marché d'exportation du Canada pour le brut lourd, soit la région nord du PADD II, constitue à l'heure actuelle un marché captif de plus en plus saturé compte tenu de la croissance de la production tirée des sables bitumineux. Par conséquent, l'industrie a déposé deux demandes auprès de l'ONÉ, qui les a approuvées en juin 2005, pour ouvrir de nouveaux marchés au pétrole brut canadien, en particulier aux bitumes fluidifiés. Les projets d'inversion Spearhead et d'un pipeline de 20 pouces de Mobil assureront respectivement l'accès à la région méridionale du PADD II (Cushing, en Oklahoma) et à la côte américaine du golfe du Mexique (CAGM). D'autres détails au sujet de ces inversions de pipelines sont présentés au chapitre 6, intitulé Grands oléoducs.

On s'attend qu'en 2006, le baril marginal sur le marché mondial continuera d'être celui de pétrole lourd sulfureux. Il est peu probable que la pénurie de capacité de raffinage de pétrole lourd qui sévit partout dans le monde soit une question qui puisse être résolue avant la fin de la période visée par le présent rapport. Les facteurs précités, alliés à la vigueur de la demande de produits légers, devraient normalement faire en sorte que l'écart entre le pétrole léger et le pétrole lourd continue d'être de taille ici comme ailleurs. Les producteurs canadiens

Facteurs ayant une influence sur les écarts entre le pétrole léger et le pétrole lourd

- Quantité et qualité de la production mondiale de pétrole
- Offre et demande locales
  - Débouchés
- Teneur du brut en résidus
  - Demande d'asphalte et de mazouts résiduels
- Demande de produits légers
  - Disponibilité de matériel de transformation
- Remises accordées selon l'indice d'acidité (IA) – bitumes fluidifiés canadiens

seront donc encore exposés à un écart supérieur à la moyenne. Cependant, une capacité de raffinage accrue pour le pétrole lourd dans le PADD II ainsi que l'expansion des marchés dans le sud de ce même PADD et sur la CAGM devraient favoriser une hausse des prix du pétrole lourd en 2006. Il est probable que les prix des C5+ du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC) grimperont brusquement à l'occasion, surtout en hiver, puisque l'offre régresse alors que la demande de la part des producteurs de bitume est en hausse. À l'échelle de la planète, les C5+ abondent et leur valeur se trouve bien en deçà des prix récemment enregistrés dans l'Ouest canadien, mais il n'existe aucune infrastructure pipelinière pour leur importation.

2.2.2 *Taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien*

Le taux de change du dollar canadien par rapport au dollar américain a des incidences sur les rentrées nettes des producteurs, principalement du fait que les prix du pétrole produit sont fondés sur le baril de WTI, en dollars américains, alors que dans la majorité des cas, les coûts sont acquittés en dollars canadiens. Par conséquent, un dollar canadien prenant de la valeur pousse les produits nets vers le bas. Cependant, une telle situation a comme effet de réduire l'incidence des prix élevés du pétrole sur l'économie canadienne.

La figure 2.4 montre le gain substantiel de valeur du dollar canadien (21 %) depuis janvier 2003, qui est surtout attribuable au recul du dollar américain face à bon nombre des monnaies dominantes dans le monde. Au moment de la rédaction du présent rapport, l'avis général pour 2006 semblait favoriser une appréciation au plus modérée (de moins de 1 cent) du dollar canadien par rapport au dollar américain. Les options triples pour le dollar canadien d'ici la fin de 2006 vont dans le sens de ces prédictions.

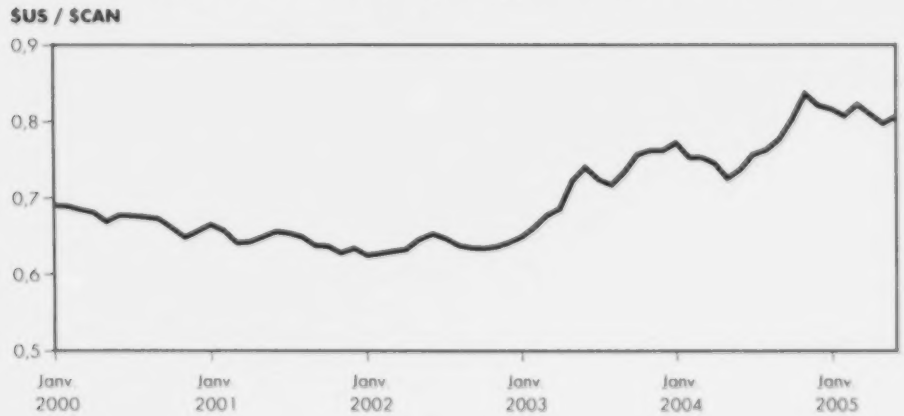
2.3 Perspectives

Certains des facteurs qui auront fort probablement des incidences sur le marché mondial du pétrole pendant le reste de 2005 et en 2006 sont :

- La demande de pétrole brut devrait croître de 2,2 % par année, dans le sillage d'augmentations à ce chapitre de 7 % en 2005 et de 6,5 % en 2006 pour la Chine. Ce sont surtout les carburants de transport – essence, diesel et carburéacteur – qui seront les moteurs de cette poussée.

FIGURE 2.4

Taux de change du dollar américain par rapport au dollar canadien



- L'offre hors OPEP, principalement de l'AUS et de l'Amérique du Nord, devrait normalement passer à 1,0 Mb/j en 2005 et à 1,3 Mb/j en 2006.
- Les pays de l'OPEP devraient ainsi être appelés à fournir 29,5 Mb/j en 2005 et 30,0 Mb/j en 2006.
- La capacité de réserve de l'OPEP devrait se situer autour de 1,0 Mb/j au cours des deux prochaines années.
- Deux questions d'actualité en 2004, l'engorgement des voies de transport et le manque de capacité de réserve pour la production et le raffinage, pourraient fort bien continuer de se manifester jusqu'à la fin de 2006.

Sur cette toile de fond, les spécialistes de l'industrie sont pour la plupart d'avis que le baril de WTI se transigera autour de 50 $US. On semble penser que le prix-plancher du baril ne tombera pas sous 40 $US ou 45 $US, mais nul n'ose prédire un prix-plafond. Pénuries de produits, interruption de l'offre de brut ou mises hors service imprévues de raffineries pourraient bien propulser les prix du pétrole vers de nouveaux sommets tandis qu'il faudrait un ralentissement de la croissance économique pour miner la position de l'OPEP et rabaisser les prix sous les 40 $US le baril. Les risques de nature géopolitique ne se résorberont pas, surtout en Iran, en Irak et au Nigeria. Il est probable que l'équilibre pour les produits pétroliers sera précaire puisque la croissance de la demande de pétrole devrait être supérieure aux ajouts de capacité dans les raffineries jusqu'à la fin de 2006.

Les membres de l'OPEP se rencontreront en septembre 2005 et il est possible qu'ils adoptent un nouveau mécanisme d'établissement des prix. Il pourrait s'agir d'un nouveau prix minimum que le groupe de producteurs tenterait de maintenir.

On s'attend que les prix élevés du pétrole à l'échelle internationale continueront d'être à l'origine de rendements attrayants pour les producteurs canadiens de pétrole brut léger tout au long de 2006. Il est prévu que la tendance d'un écart de prix plus prononcé que la moyenne entre le pétrole léger et le pétrole lourd se maintiendra, mais que cet écart sera quelque peu moindre que celui enregistré depuis la fin de 2004. Il semble aussi que les enjeux seront de taille pour les producteurs de bitume et de pétrole extra lourd, qui ont besoin de quantités substantielles d'hydrocarbures légers à des fins de mélange, s'ils souhaitent demeurer rentables. Cela sera particulièrement le cas lorsque l'écart entre le mélange MSW et le mélange LLB est supérieur à 40 % et que la plus-value accordée aux C5+ dépasse les niveaux historiques. L'appréciation rapide du dollar canadien face au dollar américain depuis deux ans a quelque peu freiné les gains des producteurs canadiens compte tenu des prix élevés du pétrole. Une appréciation de nulle à modérée (de moins de 1 cent) est généralement prévue d'ici la fin de 2006.

SUR LE WEB

Organisation des pays exportateurs de pétrole
http://www.opec.org/home/

Agence internationale de l'énergie
http://www.iea.org/

ACTIVITÉS DE FORAGE ET D'EXPLORATION

3.1 Introduction

Même si le nombre record de forages de puits de gaz naturel dans l'Ouest canadien l'ait éclipsé dans une certaine mesure, le degré d'activité sur la scène pétrolière n'en réagit pas moins aux prix plus élevés pour le pétrole. Cela est surtout évident dans la région des sables bitumineux, au large de la côte de Terre-Neuve-et-Labrador, de même que dans les provinces de la Saskatchewan et du Manitoba, où les possibilités gazières ne sont pas aussi imposantes. Les régions du BSOC qui renferment du pétrole classique sont relativement matures aux chapitres de l'exploration et de la mise en valeur. Toutefois, puisqu'on prévoit qu'une tranche d'à peine 22 % de l'ensemble du pétrole en place devrait être récupérée, le reste représente une cible d'exploitation alléchante. Afin d'inciter à la récupération assistée des hydrocarbures (RAH), les gouvernements ont récemment adopté plusieurs mesures, dont la modification des modalités fiscales et un soutien accru à la recherche en RAH.

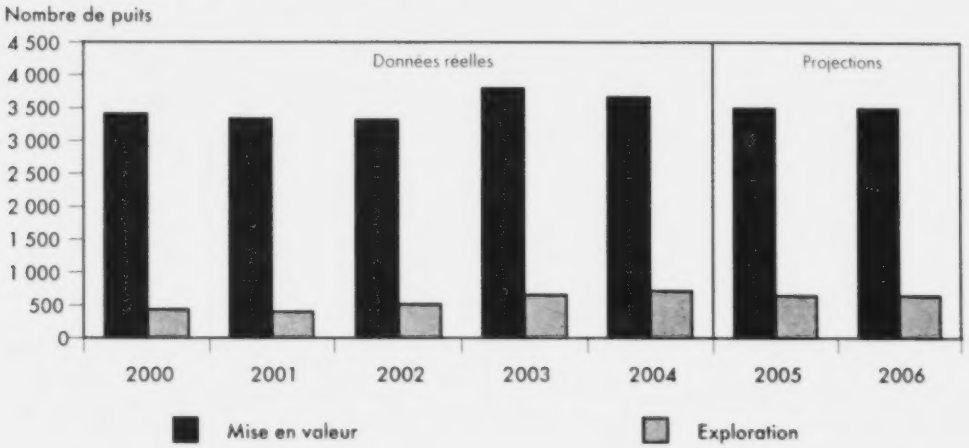
Dans l'Est du Canada, même s'ils demeurent d'envergure relativement faible, les forages et autres travaux d'exploration visant la découverte de pétrole ont pris de l'ampleur en Ontario et au Québec. Sur la côte Est, l'activité se poursuit à faible allure et est surtout concentrée au large de la côte de Terre-Neuve, mais l'île elle-même en est aussi témoin, au même titre que les eaux profondes de la pente au large de la Nouvelle-Écosse.

3.2 Bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC)

En général, l'industrie perçoit les gisements de pétrole classique du BSOC comme étant arrivés à maturité et en dépit de la hausse récente des prix du pétrole, les forages de mise en valeur et les activités d'exploration ont surtout visé le gaz naturel et les sables bitumineux. C'est le cas en Colombie-Britannique, où les possibilités gazières sont toujours assez bonnes, ainsi qu'en Alberta, où ces possibilités sont également bonnes et où il existe aussi d'excellentes occasions liées aux sables bitumineux. En Saskatchewan et au Manitoba, où les possibilités gazières ne sont pas aussi imposantes, les forages visant le pétrole classique ont été davantage favorisés. La figure 3.1 illustre le nombre de puits de pétrole qui ont été forés à des fins d'exploration et de mise en valeur dans les régions classiques du BSOC au cours des cinq dernières années, ainsi que des projections à cet égard pour 2005 et 2006.

Dans le BSOC, les possibilités liées au pétrole classique doivent être divisées en deux catégories – pétrole léger et pétrole lourd – puisqu'il s'agit de cibles distinctes pour lesquelles les coûts, les prix et les stratégies de mise en valeur diffèrent. Le secteur du pétrole léger classique est généralement perçu comme étant arrivé à maturité avec une production régressant de 3 % à 4 % par année à long terme. Pour leur part, les niveaux de production de pétrole lourd classique sont considérés comme approchant du sommet ou s'y trouvant déjà et un déclin à long terme se dessine.

Forages visant le pétrole classique dans le BSOC



Tant les gouvernements provinciaux de l'Ouest canadien que le gouvernement fédéral reconnaissent les possibilités de la RAH dans les gisements de pétrole classique, léger ou lourd, du BSOC. Depuis deux ou trois ans, plusieurs projets à l'appui de travaux de recherche et visant à favoriser une production de pétrole accrue ont été dévoilés. En voici quelques uns :

- modifications des modalités fiscales visant à favoriser encore davantage la RAH;
- soutien financier élargi pour la recherche;
- démarche coopérative en matière de recherche dans le domaine des géosciences du sous-sol, notamment pour la collecte et la diffusion des données recueillies.

Pour le pétrole léger classique, la stratégie de l'industrie a consisté à mettre en valeur les petits gisements du bassin qui n'avaient pas encore été découverts, à retourner dans les gisements plus grands pour y mener des travaux de RAH ou à effectuer des forages intercalaires en fonction d'une grille d'espacement moindre. Ces diverses façons de procéder prévoient l'injection d'eau ou de fluides miscibles, notamment l'utilisation de dioxyde de carbone. À l'heure actuelle, le niveau de récupération nette de pétrole léger se situe à 27 %, ce qui laisse un volume substantiel à cibler dans le contexte de techniques de récupération assistée.

Pour ce qui est du pétrole lourd classique, l'industrie explore de nouvelles zones en des endroits du bassin qui n'avaient jusque-là pas fait l'objet de forages de manière à pouvoir exploiter de petits gisements auparavant inconnus dans des régions davantage mises en valeur ou pour mener des travaux de RAH. Les techniques de récupération assistée des hydrocarbures prévoient, entre autres choses, l'injection d'eau de même que le recours à de l'énergie thermique et l'injection de fluides miscibles, comme c'est le cas dans le cadre de la technologie de séparation à la vapeur (VAPEX). Pour le moment, une tranche d'à peine 15 % du pétrole lourd est récupérée, ce qui laisse disponible un fort volume aux futures techniques de récupération. Certains exemples récents de stratégies ainsi adoptées sont présentés ci-après.

Une zone pétrolière de la formation de Bakken émerge dans le sud-est de la Saskatchewan et le sud-ouest du Manitoba. Elle est d'une superficie de quelque 640 kilomètres carrés (250 milles carrés). On y a trouvé du pétrole léger non corrosif (entre 40 ° et 43 °API) à des profondeurs de forage

relativement faibles, soit entre 1 000 mètres (3 280 pieds) au Manitoba et 1 700 mètres (5 576 pieds) en Saskatchewan. Le pétrole produit dans cette zone est à l'origine de rentrées nettes attrayantes et on y estime à 80 le nombre de puits forés depuis la fin de 2003.

Dans le sud-est de la Saskatchewan, EnCana Corporation (EnCana) a décidé d'utiliser, dans le vaste champ pétrolifère de Weyburn, du dioxyde de carbone importé par pipeline d'une usine de carburants synthétiques du Dakota du Nord. Le champ de Weyburn renferme du pétrole de densité légère à moyenne dans la formation carbonifère de Midale. Le projet prolongera de 50 ans la durée de vie utile du champ et fera passer la tranche de pétrole récupéré à 60 %. En raison de ce succès, d'autres sociétés ont fait état de plans visant la mise en œuvre de procédés semblables en Saskatchewan et en Alberta.

Dans le secteur du pétrole lourd classique, BlackRock Ventures Inc. (BlackRock) a montré la voie pour la découverte et la mise en valeur de gisements du crétacé dans le champ Seal de la formation de Bluesky, dans le nord-ouest de l'Alberta, en alliant puits horizontaux et verticaux. Plus récemment, BlackRock et la Société d'énergie Talisman Inc. (Talisman) ont annoncé la découverte de pétrole lourd dans le champ Chipmunk de la formation mississippienne de Pekisko, toujours dans le nord-ouest de l'Alberta. Ce champ est le premier, dans le BSOC, à produire avec succès du pétrole lourd à partir d'une formation carbonatée en ayant recours à un processus principal de production à froid.

3.3 Est du Canada

Côte Est

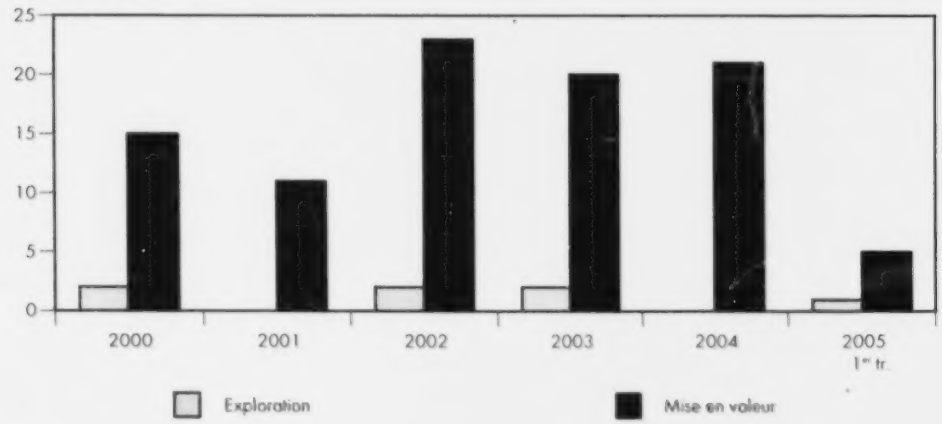
L'activité pétrolière sur la côte Est peut être divisée en trois secteurs distincts : au large de Terre-Neuve, sur l'île elle-même et au large de la Nouvelle-Écosse. Les cibles visées et les acteurs en présence diffèrent selon le secteur. La figure 3.2 présente de façon succincte les activités de forage d'exploration et de mise en valeur dans ces trois secteurs, depuis l'an 2000 jusqu'au premier trimestre de 2005.

Il existe à l'heure actuelle deux champs en production au large de la côte de Terre-Neuve : Hibernia et Terra Nova. En outre, un troisième, soit celui de White Rose, doit normalement entrer en

FIGURE 3.2

Forages sur la côte Est

Nombre de puits



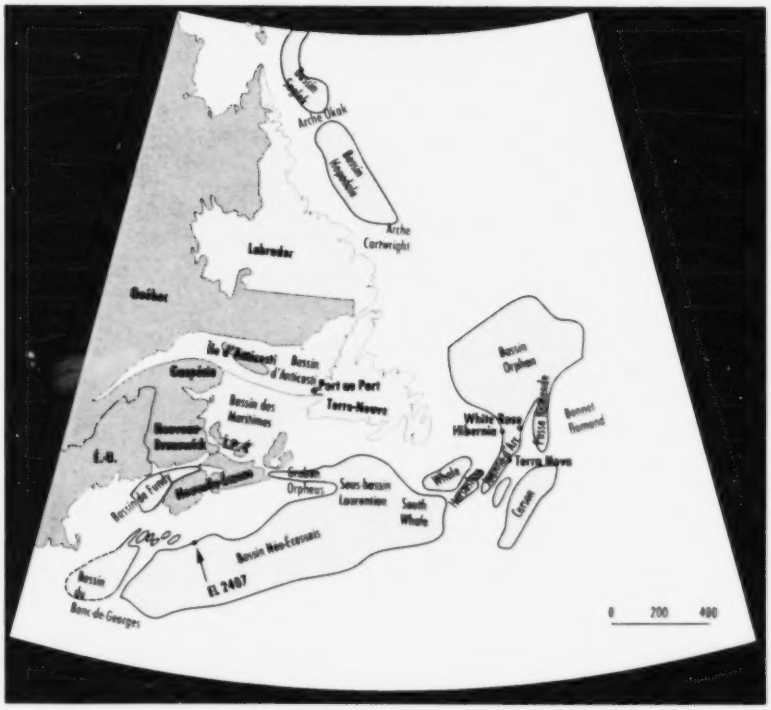
production à la fin de 2005. Les deux premiers sont déjà en mode de récupération assistée des hydrocarbures car, pour maintenir la pression d'exploitation, on a eu recours à l'injection d'eau en aval-pendage et injection de gaz en amont-pendage. Hibernia présente de plus une possibilité d'injection de fluides miscibles. Les exploitants continuent de forer des puits de mise en valeur dans le cadre des trois projets précités en plus de poursuivre leurs travaux d'exploration en vue de découvrir de nouveaux champs.

La figure 3.3 présente les grands bassins qui existent au large de la côte Est du Canada. En 2005, Chevron Canada Limited (Chevron) prévoit mener un programme sismique dans le bassin Orphan, suivi de forages en 2006 ou 2007. Husky Energy Inc. (Husky) fore actuellement un puits d'exploration dans le bassin South-Whale et au moins un puits de délimitation à White Rose, tout en prévoyant effectuer des levés sismiques dans le sous-bassin Jeanne d'Arc. ConocoPhillips Canada Resources Corp. (ConocoPhillips) envisage elle aussi d'effectuer des levés sismiques, mais dans le bassin Laurentien, pour la recherche de gaz naturel. En outre, des plans existent pour deux programmes sismiques non exclusifs au large du Labrador qui pourraient être menés dans l'espoir de découvrir du gaz naturel, bien que la possibilité d'une zone pétrolière en eaux profondes existe. En avril 2005, Chevron a signé une entente d'exploitation conjointe avec les sociétés présentes dans les champs Hebron-Ben Nevis-West Ben Nevis déjà découverts. Ces gisements de pétrole plus lourd étaient auparavant considérés comme n'étant pas rentables, mais au titre de l'entente signée, Chevron et ses partenaires réévalueront la situation. En décembre 2005, il y aura vente de terrains et quatre parcelles dans la région au large de la côte occidentale de Terre-Neuve seront alors offertes.

Sur la terre ferme, le long de la côte ouest de Terre-Neuve, quatre zones pourraient être sujettes à de l'activité pétrolière. Cette activité serait sous l'égide d'un certain nombre de petites sociétés, notamment locales. Dans la région de Flat Bay, Vulcan Minerals Inc. envisage de forer un ou deux puits cette année. Dans la région de Port au Port, Canadian Imperial Ventures Corporation, en collaboration avec Alliance Energy Inc., songe à mener un programme de levés sismiques tridimensionnels près du gisement découvert par PanCanadian Petroleum Limited et Hunt Oil Company of Canada Inc. en 1994. Il s'agirait de produire une image des sections poreuses de ce gisement carbonaté généralement

FIGURE 3.3

Bassins au large de la côte Est du Canada

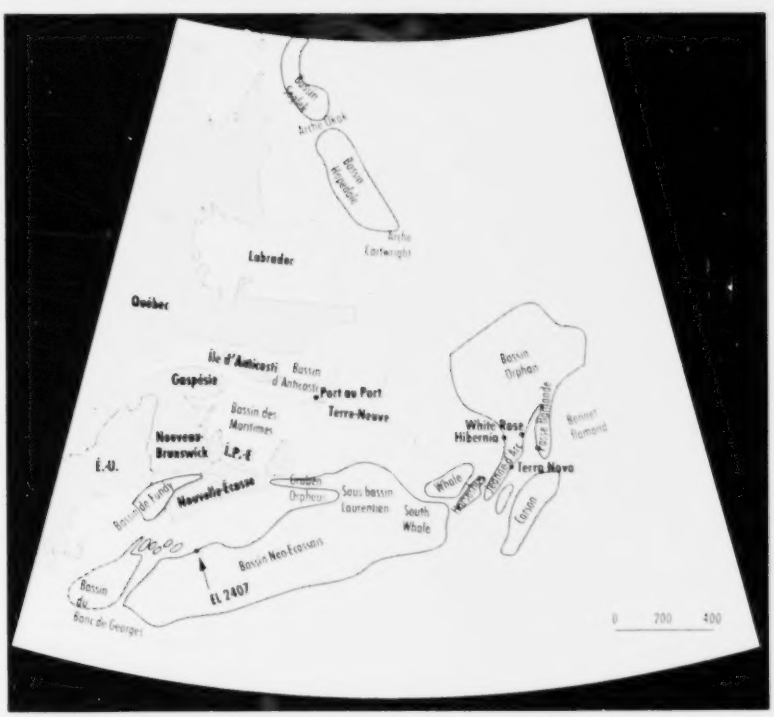


production à la fin de 2005. Les deux premiers sont déjà en mode de récupération assistée des hydrocarbures car, pour maintenir la pression d'exploitation, on a eu recours à l'injection d'eau en aval-pendage et injection de gaz en amont-pendage. Hibernia présente de plus une possibilité d'injection de fluides miscibles. Les exploitants continuent de forer des puits de mise en valeur dans le cadre des trois projets précités en plus de poursuivre leurs travaux d'exploration en vue de découvrir de nouveaux champs.

La figure 3.3 présente les grands bassins qui existent au large de la côte Est du Canada. En 2005, Chevron Canada Limited (Chevron) prévoit mener un programme sismique dans le bassin Orphan, suivi de forages en 2006 ou 2007. Husky Energy Inc. (Husky) fore actuellement un puits d'exploration dans le bassin South-Whale et au moins un puits de délimitation à White Rose, tout en prévoyant effectuer des levés sismiques dans le sous-bassin Jeanne d'Arc. ConocoPhillips Canada Resources Corp. (ConocoPhillips) envisage elle aussi d'effectuer des levés sismiques, mais dans le bassin Laurentien, pour la recherche de gaz naturel. En outre, des plans existent pour deux programmes sismiques non exclusifs au large du Labrador qui pourraient être menés dans l'espoir de découvrir du gaz naturel, bien que la possibilité d'une zone pétrolière en eaux profondes existe. En avril 2005, Chevron a signé une entente d'exploitation conjointe avec les sociétés présentes dans les champs Hebron-Ben Nevis-West Ben Nevis déjà découverts. Ces gisements de pétrole plus lourd étaient auparavant considérés comme n'étant pas rentables, mais au titre de l'entente signée, Chevron et ses partenaires réévalueront la situation. En décembre 2005, il y aura vente de terrains et quatre parcelles dans la région au large de la côte occidentale de Terre-Neuve seront alors offertes.

Sur la terre ferme, le long de la côte ouest de Terre-Neuve, quatre zones pourraient être sujettes à de l'activité pétrolière. Cette activité serait sous l'égide d'un certain nombre de petites sociétés, notamment locales. Dans la région de Flat Bay, Vulcan Minerals Inc. envisage de forer un ou deux puits cette année. Dans la région de Port au Port, Canadian Imperial Ventures Corporation, en collaboration avec Alliance Energy Inc., songe à mener un programme de levés sismiques tridimensionnels près du gisement découvert par PanCanadian Petroleum Limited et Hunt Oil Company of Canada Inc. en 1994. Il s'agirait de produire une image des sections poreuses de ce gisement carbonaté généralement

Bassins au large de la côte Est du Canada



compact. Plus au nord, dans la région de Parson's Pond, des levés sismiques pourraient se concrétiser pour des cibles plus profondes. Dans le bassin Deer Lake, on pourrait même réévaluer un puits foré en 2003 où il était possible que du gaz soit présent.

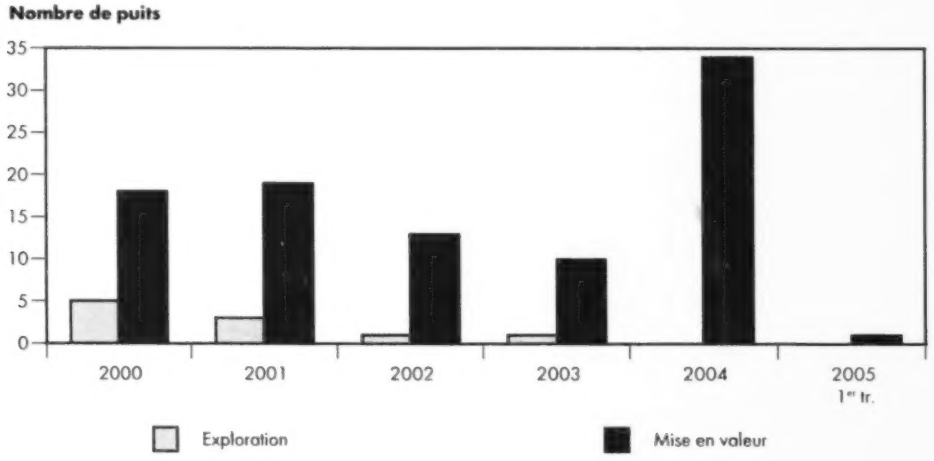
Au large de la Nouvelle-Écosse, le seul champ producteur de pétrole, soit Cohasset, a cessé d'être exploité en 1999. Cette situation, de concert avec un certain nombre de forages peu probants, a mené à des activités d'exploration et de mise en valeur relativement calmes pour le pétrole. Toutefois, en mai 2005, BEPCo. Canada Company (BEPCo), dont le commandité est Bass Enterprises Production Co., a rendu publics ses plans pour des forages d'exploration à l'intérieur du périmètre de son permis EL 2407 au large de la côte néo-écossaise (figure 3.3). Cette zone productive possible est située à 70 kilomètres (44 milles) au sud-est d'Halifax. BEPCo propose à l'heure actuelle de forer un puits d'exploration par année en 2005, 2006 et 2007. Le premier de ces puits est prévu pour le deuxième ou le troisième trimestre de 2005, sous réserve de l'obtention des autorisations requises et de la disponibilité d'un appareil de forage. La profondeur visée pour ce premier puits est de 3 200 mètres (10 500 pieds). Les travaux s'effectueront par quelque 1 450 mètres (4 760 pieds) d'eau.

Ontario

C'est dans le sud de l'Ontario, plus précisément à Oil Springs, qu'on a commencé à produire du pétrole au Canada au milieu des années 1850. En dépit de la grande maturité du bassin, des travaux d'exploration et de mise en valeur s'y poursuivent, mais au ralenti alors que seulement 25 puits y ont été forés annuellement en moyenne au cours des cinq dernières années (figure 3.4). Ces puits ciblent le potentiel encore inexploité de certaines zones géologiques choisies. Les zones en question se situent dans une plage allant du Dévonien au Cambrien, soit parmi les plus vieilles roches mises en valeur dans un contexte pétrolier au Canada. Du fait de leur petitesse, la localisation des cibles visées nécessite des études géophysiques et géologiques exhaustives et des levés sismiques tridimensionnels sont essentiels au succès de l'opération. Les dimensions des cibles visées varient autour de 10 000 m^3 (63 milliers de barils) et les puits produisent à des taux pouvant atteindre 16 m^3/j (100 b/j). Malgré la taille relativement petite des cibles, les coûts de forage, de l'ordre de 200 000 $CAN, ne font pas obstacle à une mise en valeur rentable.

FIGURE 3.4

Forages en Ontario



Québec

En Gaspésie, Junex Inc., partenaire de Gestion Bernard Lemaire, rapporte que le puits Galt nº 3, à une vingtaine de kilomètres (13 milles) à l'ouest de Gaspé, a produit aux essais du pétrole brut à 48 °API. Selon des résultats préliminaires, la société est d'avis que ce puits de pétrole pourrait être le premier à entrer en production à une échelle commerciale au Québec. Sur l'île d'Anticosti, Corridor Resources Inc., en association avec Hydro-Québec, a entrepris les travaux de forage du puits Chaloupe en mai 2005 de façon à évaluer l'ampleur de la présence éventuelle de pétrole brut léger dans la formation de Trenton / Black River. On mentionne que Chaloupe pourrait avoir un potentiel supérieur à 16,7 millions de mètres cubes (105 millions de barils) de pétrole léger récupérable.

3.4 Nord du 60e parallèle

De récents travaux dans le secteur pétrolier ont été menés à l'intérieur de quatre régions du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest : Eagle Plains, Colville Hills, Norman Wells et Cameron Hills (figure 3.5). À Eagle Plains, Devon Canada Corporation (Devon), en se fondant sur des découvertes comme celle de Chance dans les années 1960, a foré un puits l'hiver dernier dans l'espoir de trouver du gaz naturel ou du pétrole. Ce puits était improductif, mais les travaux effectués permettront à Devon de conserver le titre foncier pendant encore quatre ans.

Dans la région de Colville Hills, Apache Canada Ltd. et Paramount Resources Ltd. (Paramount) ont foré deux puits, tout comme Canadian Natural Resources Limited (CNRL), surtout afin de vérifier l'existence de gaz naturel dans les sables basaux cambriens de la formation de Mount Clark. Cependant, la présence d'un certain volume de pétrole est aussi possible. Aucune annonce n'a été effectuée quant aux résultats de ces forages. Selon les résultats des forages de cette année, d'autres travaux pourraient être envisagés au cours des quelques prochains hivers. Près de Norman Wells, Northrock Resources Ltd, en collaboration avec Husky, EOG Resources Inc. et d'autres, a annoncé que le puits Summit Creek, foré en 2004, avait produit aux essais 476 m^3/j (3 kb/j) de pétrole et 283 000 m^3/j (10 Mpi^3/j) de gaz naturel à partir de chacune de deux zones non identifiées. Il s'agit des premiers essais fructueux pour le pétrole dans la région depuis la découverte de Norman Wells en 1920, ce qui est très prometteur pour de futures activités dans la région. Le pipeline Norman Wells n'est qu'à 61 kilomètres (38 milles) de l'endroit où le nouveau puits a été foré.

FIGURE 3.5

Travaux d'exploration et de mise en valeur de pétrole dans les T.N.-O. et au Yukon

Dans la région de Cameron Hills, près de la frontière avec l'Alberta, Paramount produit du pétrole tiré de la formation dévonienne de Sulphur Point. Quatre puits de mise en valeur ont été forés l'hiver dernier afin de maintenir les niveaux de production. D'autres devraient l'être au cours des quelques prochains hivers. Le pétrole ainsi produit est acheminé par pipeline jusqu'à l'usine à gaz de Paramount au lac Bistcho pour livraison ultérieure par l'entremise du réseau de l'Alberta.

Il existe certainement un potentiel pétrolier dans le delta du Mackenzie et la mer de Beaufort, où les ressources récupérables finales estimatives de pétrole se situent à 1 066 millions de m^3 (6,7 milliards de barils), mais les récentes activités ont surtout favorisé le gaz naturel, en prévision de la construction d'un gazoduc devant relier les imposants champs de gaz à l'infrastructure présente ailleurs en Amérique du Nord.

3.5 Coûts de recherche et de mise en valeur

Il est clair que les frais d'exploitation de l'industrie pétrolière et gazière ont augmenté depuis quelques années, ce qui est visible au chapitre de la hausse des coûts de recherche et de mise en valeur (RMV) dans les zones du BSOC renfermant du pétrole classique. Ces coûts permettent d'estimer le capital requis en vue de l'ajout d'une unité de réserve supplémentaire. Nombre de facteurs peuvent influer sur les coûts de RMV, notamment les tarifs quotidiens pour le forage et le coût des matériaux.

Le BSOC est un bassin mature au chapitre de l'exploration, les taux de découverte allant s'amenuisant et les coûts de RMV étant relativement élevés. Pour la plupart, les plus grands gisements ont été découverts tandis qu'il est toujours plus difficile et plus coûteux de trouver les plus petits. Il est possible d'ajouter aux réserves par la voie de nouvelles réalisations en matière de RAH, mais cela coûte aussi relativement cher.

Lorsque les coûts de remplacement moyens des réserves sur trois ans sont comparés, les coûts de RMV sont demeurés relativement stables entre 1997 et 2000 (figure 3.6). Cette situation pourrait être attribuable en partie aux progrès technologiques réalisés qui permettent d'abaisser ces coûts pour les champs de pétrole. Toutefois, en 2001 et 2002, ils se sont accrus de quelque 15 %, ce qui pourrait surtout s'expliquer par l'augmentation des prix des matières requises comme l'acier, le béton et le carburant. Cependant, les prix toujours plus élevés du pétrole après 2001 pourraient aussi avoir mené à moins de prudence fiscale avec l'amélioration des flux de trésorerie et de la rentabilité.

FIGURE 3.6

Coûts de RMV – Pétrole classique du BSOC

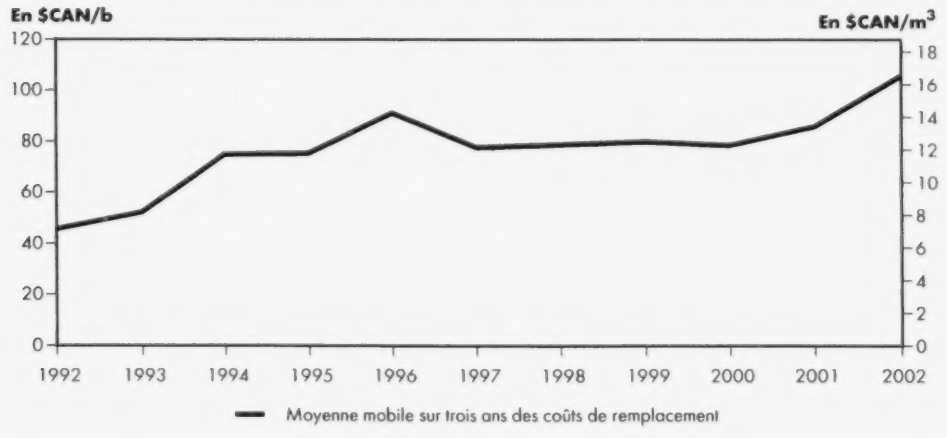
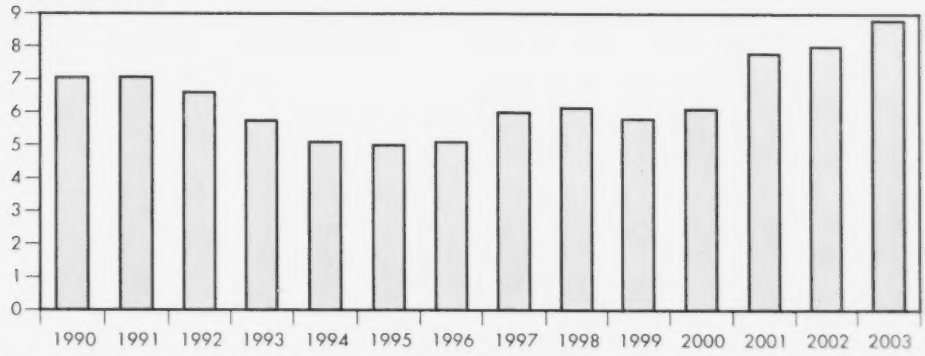


FIGURE 3.7

Coûts de RMV – À l'échelle mondiale

En $US/b (2003)



Source : PIRA

La hausse des coûts de RMV pour la production de pétrole classique ne se limite pas au seul territoire canadien. À l'échelle mondiale, les coûts moyens de RMV pour le pétrole se sont régulièrement accrus depuis le milieu des années 1990 (figure 3.7).

3.6 Perspectives

Malgré les prix plus élevés du pétrole qui se sont maintenus depuis 2001, les travaux d'exploration et de mise en valeur dans les zones du BSOC renfermant du pétrole classique ont perdu de l'ampleur, l'accent ayant surtout été placé sur les sables bitumineux et le gaz naturel. Même si le BSOC est jugé mature au chapitre de l'exploration de ressources pétrolières, les facteurs de récupération moyens des gisements de pétrole classique demeurent relativement faibles (27 % pour le pétrole léger et 15 % pour le pétrole lourd). C'est ainsi qu'on s'est davantage intéressé à la recherche et à la mise en valeur par des moyens de récupération assistée des hydrocarbures.

Les travaux de mise en valeur prennent de l'ampleur en Ontario et au Québec. En 2004, 34 puits de mise en valeur ont été forés en Ontario, soit environ le double des niveaux atteints pour les années précédentes. Au Québec, une zone pétrolière en Gaspésie émerge, avec production commerciale possible en 2005.

Les exploitants des trois grands champs pétroliers au large de Terre-Neuve-et-Labrador (Hibernia, Terra Nova et White Rose) poursuivent leurs forages de mise en valeur. Les activités d'exploration sont principalement concentrées dans les bassins Orphan et South Whale ainsi qu'au large de la côte du Labrador. En outre, des travaux d'exploration et de mise en valeur sur la terre ferme se déroulent dans les régions de Port au Port et du bassin Deer Lake. Toutefois, la mise en valeur des gisements en mer est capitalistique et la période séparant une découverte de l'entrée en production a tendance à être longue.

Dans le Nord canadien, de récents travaux d'exploration pétrolière ont été effectués dans quatre régions du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest : Eagle Plains, Colville Hills, Norman Wells et Cameron Hills.

Les coûts de recherche et de mise en valeur se sont accrus depuis l'an 2000 du fait de l'augmentation des coûts pour l'équipement et les matériaux ainsi que de l'incidence des prix plus élevés du pétrole.

SUR LE WEB

Association canadienne des producteurs pétroliers
http://www.capp.ca

Canadian Association of Oilwell Drilling Contractors
http://www.caodc.ca

Petroleum Services Association of Canada
http://www.psac.ca/index.html

Affaires indiennes et du Nord Canada
http://www.ainc-inac.gc.ca

Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers
http://www.cnlopb.nl.ca/

Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
http://www.cnsopb.ns.ca/french/index.html

PRODUCTION INTÉRIEURE

4.1 Introduction

Alors que les prix du pétrole se maintiennent à des niveaux élevés depuis 2001, les vastes réserves de sables bitumineux de l'Alberta constituent une belle occasion, pour les investisseurs et les exploitants, de produire des rendements attrayants à partir de la production existante et d'élaborer de nouveaux projets. La production de bitume attribuable à l'extraction à ciel ouvert et à l'exploitation in situ devrait atteindre 205 000 m^3/j (1,3 Mb/j) en 2006, ce qui représente une augmentation de 20 % comparativement aux niveaux de 2004. Cependant, cela ne s'est pas fait sans heurts puisque les trois grandes installations intégrées d'extraction à ciel ouvert et de valorisation ont connu des arrêts de production imprévus en 2005.

La production de pétrole brut léger classique tiré du BSOC continue de diminuer, après avoir atteint un sommet en 1973, mais le brut lourd classique devrait connaître une faible augmentation, surtout en raison d'activités de forage accrues dans les gisements de pétrole lourd de la Saskatchewan. Pour ce qui est du gaz naturel, une production qui plafonne ou même régresse dans le BSOC fait en sorte qu'il y a moins de C5+ sur le marché alors que la demande des producteurs de bitume pour des agents de mélange est en hausse.

Dans l'Est du Canada, au-delà d'un accroissement de la production digne d'intérêt en Ontario, il faut noter la mise en service des installations du champ White Rose, au large de la côte de Terre-Neuve, prévue pour la fin de 2005. Un objectif de 15 800 m^3/j (100 kb/j) en 2006 est visé pour ce gisement.

4.2 Sables bitumineux

La figure 4.1 permet de situer les grands projets de récupération in situ et d'extraction à ciel ouvert des sables bitumineux dont il sera question dans le présent chapitre.

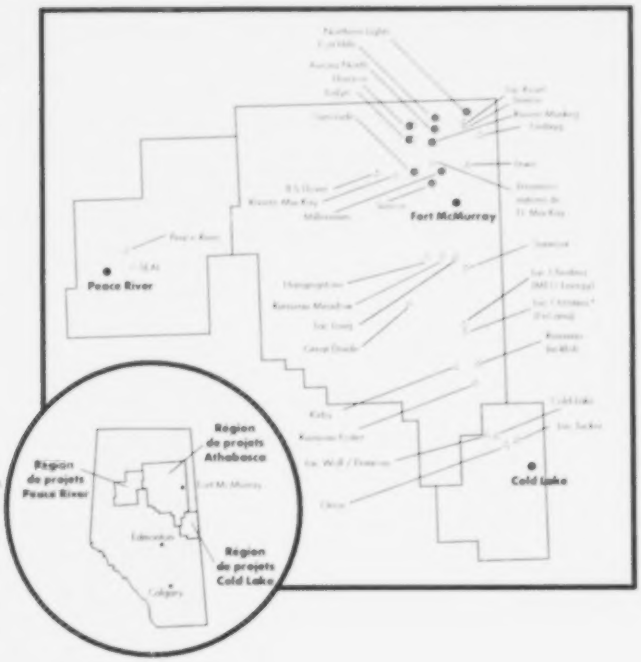
4.2.1 *Extraction de bitume à ciel ouvert*

Au cours des cinq dernières années, la production tirée des installations intégrées d'extraction à ciel ouvert, de séparation et de valorisation des sables bitumineux a doublé, le volume de pétrole brut synthétique ayant atteint 103 000 m^3/j (650 kb/j) en 2004. Une telle hausse est le fruit de plusieurs agrandissements aux installations d'extraction à ciel ouvert et de valorisation exploitées par Suncor Energy Inc. (Suncor) et par Syncrude Canada Ltd. (Syncrude) ainsi que du lancement, en 2002, d'un troisième projet d'importance, soit le projet d'exploitation des sables bitumineux de l'Athabasca (PESBA).

Syncrude a donné de l'ampleur à ses activités avec l'ouverture de la mine Aurora en 2000, menant ainsi à terme la deuxième étape de son programme d'expansion, entrepris en 1996. Un deuxième

FIGURE 3.1

Emplacement des grands projets dans la région des sables bitumineux



LÉGENDE

Projets de récupération in situ	***Exploitant***
Lac Wolf/Primrose	Canadian Natural Resources
Cold Lake	Compagnie pétrolière Impériale Ltée
Orion	BlackRock Ventures
Lac Tucker	Husky Energy
Hangingstone	Japan Oil Sands / Nexen
Summit	Conoco / Devon / Total
Lac Long	Nexen / OPTI Canada
Lac Christina	EnCana
Kuroseu Edder	EnCana
Peace River	Shell Canada
Rivière MacKay	PetroCanada
Firebag	Suncor Energy
Lewis	PetroCanada
Kuroseu Meadow	PetroCanada / Nexen
IEL (Dover)	Devon Energy
Kirby	Canadian Natural Resources
Joslyn	Deer Creek Energy
Jackfish	Devon Energy
Premières nations de Ft. MacKay	
Great Divide	Connacher Oil and Gas
Lac Christina	MEG Energy Corporation

Projects d'extraction à ciel ouvert *	
Mine de base Syncrude	Coentreprise Syncrude
Aurora North	Coentreprise Syncrude
Mine de base Suncor	Suncor Energy
Millennium	Suncor Energy
Rivière Muskeg	Shell / Chevron / Western Oil Sands
Fort Hills	PetroCanada / UTS Energy
Horizon*	Canadian Natural Resources
Northern Lights	Synenco
Lac Kearl	Compagnie pétrolière Impériale Ltée
Sunrise	Husky
Joslyn	Deer Creek Energy

Projets primaires	
SEAL	BlackRock Ventures

* Prévoit à la fois exploitation in situ et extraction à ciel ouvert

train de production et d'extraction à ciel ouvert de bitume a été ajouté à Aurora en 2003. Les travaux de construction sont achevés à environ 75 % pour la troisième étape (phase UE1) du projet d'agrandissement des installations de valorisation de Syncrude, avec entrée en exploitation prévue pour le milieu de 2006. Tous ces agrandissements porteront la capacité de Syncrude à 55 600 m^3/j (350 kb/j) de pétrole brut de grande qualité : le pétrole non corrosif de qualité supérieure Syncrude ou SSP.

L'agrandissement des installations de Suncor dans le cadre du projet Millennium, dont la mise en service remonte à 2001, a permis à toutes fins utiles de doubler la capacité de la société, portant la production moyenne à 35 700 m^3/j (225 kb/j) alors qu'elle était de 18 100 m^3/j (114 kb/j) en 2000. Au milieu de 2001, Suncor a entrepris la construction de l'unité sous vide Millennium, une composante de taille dans les plans de la société, afin de porter sa capacité de production à 41 300 m^3/j (260 kb/j) en 2005. La charge d'alimentation supplémentaire alors requise proviendra de la première étape du projet de séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV) Firebag de Suncor.

Le PESBA est une coentreprise (60 % – Shell Canada; 20 % – Chevron; 20 % – Western Oil Sands). Il regroupe les installations d'extraction à ciel ouvert et de séparation situées à la rivière Muskeg et celles de valorisation de Scotford, qui jouxtent la raffinerie Scotford près d'Edmonton. Le projet a une capacité nominale d'extraction à ciel ouvert de 24 600 m^3/j (155 kb/j) et une capacité de valorisation de 31 750 m^3/j (200 kb/j). On a commencé à y produire du bitume à la fin de 2002 et les activités d'extraction à ciel ouvert étaient pleinement intégrées à celles de valorisation aux installations de Scotford en avril 2003. Le projet a permis d'atteindre ou même de dépasser les capacités nominales certains mois, mais ces capacités n'ont pu être atteintes de façon systématique. La production moyenne aux installations de valorisation de Scotford en 2004 s'est établie à 28 700 m^3/j (181 kb/j).

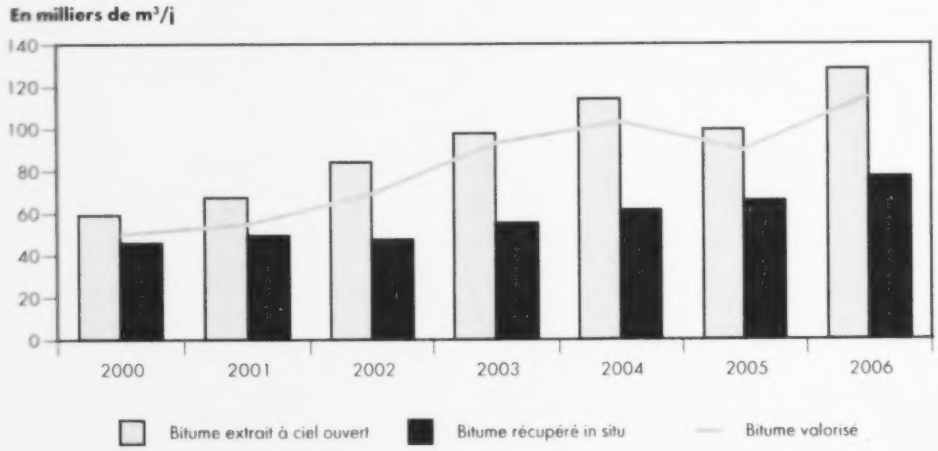
Toutes ces installations d'extraction à ciel ouvert, de séparation et de valorisation sont d'envergure et très complexes, en plus d'être situées sous des latitudes où il fait extrêmement froid en hiver. Au fil des ans, leur fiabilité opérationnelle s'est améliorée de façon exceptionnelle, mais sans pouvoir éliminer complètement les arrêts imprévus. De tels arrêts, par temps froid, se compliquent du fait des dommages causés par le gel, des délais plus longs de réparation et du report de la remise en service. À la fin de 2004 et au début de 2005, une série de pannes touchant les trois usines dans la région des sables bitumineux a entraîné une perte de production. À Suncor, un incendie qui s'est déclaré le 4 janvier 2005 a mené à des compressions de la production de 50 % pendant une période estimative de huit mois. À Scotford, la production a été ramenée à 65 % de la capacité entre octobre 2004 et janvier 2005 en raison de problèmes opérationnels survenus aux installations de séparation à la mine de la rivière Muskeg et aux installations de valorisation elles-mêmes. À Syncrude, la mise en service de l'usine d'hydrogène 9-3, prévue pour le début de février 2005, a été infructueuse en raison de dommages aux canalisations par suite d'une surpression instantanée. L'arrêt de production a été réduit au minimum en devançant le moment prévu pour les travaux d'entretien de l'unité de cokéfaction 8-2, les deux installations étant remises en service à la fin du premier trimestre de 2005. La production annuelle ciblée pour Syncrude a été quelque peu réduite et ramenée à 36 000 m^3/j (227 kb/j).

Ces problèmes d'exploitation ont fait en sorte de réduire les projections de production de pétrole brut synthétique (PBS) pour 2005 à 91 300 m^3/j (575 kb/j), soit environ 10 % de moins que les niveaux atteints en 2004. En 2006, avec la troisième étape du projet d'expansion de Syncrude, l'entrée en service de l'unité sous vide Millennium de Suncor et la production accrue pour le PESBA, le volume de PBS devrait normalement pouvoir atteindre 115 000 m^3/j (725 kb/j).

La figure 4.2 illustre les niveaux de production de bitume par extraction à ciel ouvert, après séparation mais avant valorisation. Le bitume valorisé est constitué de produits variés, le PBS en représentant la part du lion. Il est possible qu'une partie de la charge d'alimentation des installations de valorisation provienne de projets de récupération in situ.

FIGURE 4.2

Production de bitume



4.2.2 *Récupération de bitume in situ*

Pendant la période allant de 2000 à 2004, la récupération de bitume in situ s'est accrue de 34 % pour atteindre 61 300 m^3/j (386 kb/j). La plus grande partie de cette augmentation est survenue en 2003 et 2004. À ce jour, le bitume provient surtout des projets de stimulation cyclique par la vapeur (SCV) exploités par la Compagnie pétrolière Impériale Ltée (l'Impériale) et Canadian Natural Resources Limited (CNRL) dans la région de Cold Lake / Primrose, mais la production tirée des projets de SGSIV lancés par EnCana, Petro-Canada et Suncor dans la région de l'Athabasca n'est pas à négliger.

Le tableau 4.1 présente les projets de nature commerciale ou d'agrandissement qui sont en grande partie responsables de l'accroissement susmentionné, en plus d'énumérer ceux dont la mise en service est prévue pour la période allant de 2005 à 2007. La production réelle peut ne pas correspondre aux capacités nominales précisées. De l'information supplémentaire sur ces projets est présentée à l'annexe 1 intitulée Projets de mise en valeur du bitume.

La production à froid dans les régions de Cold Lake, Wabasca et Seal constitue une composante importante de la récupération in situ, représentant en moyenne quelque 16 600 m^3/j (105 kb/j) entre 2000 et 2004 ou 27 % du total du bitume ainsi récupéré en 2004. On prévoit une expansion modérée de la production en question dans les régions de Wabasca et de Seal. Dans la région du lac Pelican / Britnell, on fait état d'une assez bonne amélioration de la récupération grâce à l'adoption de techniques d'injection d'eau et de polymères. Aux fins des projections de l'Office, la production à froid est augmentée de 2 % en 2005 et 2006 et atteint 17 300 m^3/j (109 kb/j) en 2006.

Grands projets de récupération de bitume in situ de 2000 à 2006

Projet	Date de mise en service	Capacité nominale (en m^3/j)
Compagnie pétrolière impériale Ltée - Cold Lake Makheses (phases 11 à 13)	2003	4 770
Compagnie pétrolière impériale Ltée - Cold Lake Nabiye (phases 14 à 16)	2007	4 770
CNRL - Primrose / lac Wolf - Phase 1B (Primrose South / lac Wolf)	2005	500
CNRL - Primrose / lac Wolf - Phase 2 (Primrose North)	2006	4 770
EnCana - SGSIV au ruisseau Foster - Phase 1	2002	4 770
EnCana - SGSIV au ruisseau Foster - Phase 2A	2004	1 600
EnCana - SGSIV au ruisseau Foster - Phase 2B	2006	3 200
EnCana - SGSIV au lac Christina - Phase 2B	2002	3 670
Petro-Canada - SGSIV à la rivière MacKay - Phase 1	2002	4 770
Suncor - SGSIV Firebag - Phase 1	2004	5 560
Suncor - SGSIV Firebag - Phase 2	2006	5 560
Suncor - SGSIV Firebag - Phase 3	2007	5 560
Deer Creek - SGSIV au ruisseau Joslyn - Phase 1	2007	5 560
Husky - SGSIV au lac Tucker - Phase 1	2006	4 770
Shell - Peace River Expansion de la production par trempage radial	2006	600
ConocoPhillips - SGSIV Surmont - Phase 1	2006	4 000

4.2.2 *Récupération de bitume in situ*

Pendant la période allant de 2000 à 2004, la récupération de bitume in situ s'est accrue de 34 % pour atteindre 61 300 m^3/j (386 kb/j). La plus grande partie de cette augmentation est survenue en 2003 et 2004. À ce jour, le bitume provient surtout des projets de stimulation cyclique par la vapeur (SCV) exploités par la Compagnie pétrolière Impériale Ltée (l'Impériale) et Canadian Natural Resources Limited (CNRL) dans la région de Cold Lake / Primrose, mais la production tirée des projets de SGSIV lancés par EnCana, Petro-Canada et Suncor dans la région de l'Athabasca n'est pas à négliger.

Le tableau 4.1 présente les projets de nature commerciale ou d'agrandissement qui sont en grande partie responsables de l'accroissement susmentionné, en plus d'énumérer ceux dont la mise en service est prévue pour la période allant de 2005 à 2007. La production réelle peut ne pas correspondre aux capacités nominales précisées. De l'information supplémentaire sur ces projets est présentée à l'annexe 1 intitulée Projets de mise en valeur du bitume.

La production à froid dans les régions de Cold Lake, Wabasca et Seal constitue une composante importante de la récupération in situ, représentant en moyenne quelque 16 600 m^3/j (105 kb/j) entre 2000 et 2004 ou 27 % du total du bitume ainsi récupéré en 2004. On prévoit une expansion modérée de la production en question dans les régions de Wabasca et de Seal. Dans la région du lac Pelican / Britnell, on fait état d'une assez bonne amélioration de la récupération grâce à l'adoption de techniques d'injection d'eau et de polymères. Aux fins des projections de l'Office, la production à froid est augmentée de 2 % en 2005 et 2006 et atteint 17 300 m^3/j (109 kb/j) en 2006.

TABLEAU 4.1

Grands projets de récupération de bitume in situ de 2000 à 2006

Projet	Date de mise en service	Capacité nominale (en m^3/j)
Compagnie pétrolière impériale Ltée - Cold Lake Makheses (phases 11 à 13)	2003	4 770
Compagnie pétrolière impériale Ltée - Cold Lake Nabiye (phases 14 à 16)	2007	4 770
CNRL - Primrose / lac Wolf - Phase 1B (Primrose South / lac Wolf)	2005	500
CNRL - Primrose / lac Wolf - Phase 2 (Primrose North)	2006	4 770
EnCana - SGSIV au ruisseau Foster - Phase 1	2002	4 770
EnCana - SGSIV au ruisseau Foster - Phase 2A	2004	1 600
EnCana - SGSIV au ruisseau Foster - Phase 2B	2006	3 200
EnCana - SGSIV au lac Christina - Phase 2B	2002	3 670
Petro-Canada - SGSIV à la rivière MacKay - Phase 1	2002	4 770
Suncor - SGSIV Firebag - Phase 1	2004	5 560
Suncor - SGSIV Firebag - Phase 2	2006	5 560
Suncor - SGSIV Firebag - Phase 3	2007	5 560
Deer Creek - SGSIV au ruisseau Joslyn - Phase 1	2007	5 560
Husky - SGSIV au lac Tucker - Phase 1	2006	4 770
Shell - Peace River Expansion de la production par trempage radial	2006	600
ConocoPhillips - SGSIV Surmont - Phase 1	2006	4 000

4.3 BSOC – Pétrole léger classique

La production de pétrole brut moyen et léger classique en Alberta régresse depuis 1975 alors que les gisements pétroliers plus imposants étaient à leur zénith. Diverses entreprises de récupération assistée secondaire et tertiaire qui ont vu le jour au fil des ans ont permis de freiner la descente. La production a décliné à un rythme annuel relativement constant d'environ 5,5 % au cours des dix dernières années et il semble que cette tendance se maintiendra. C'est ainsi qu'on envisage une production de 56 000 m^3/j (353 kb/j) en 2006.

En Colombie-Britannique, puisque la production est tirée principalement de plusieurs grands gisements et que ceux-ci sont en déclin, le recul global affiché par cette province se situe autour de 6 % par année. En se fondant sur ces chiffres, la production projetée en 2006 est de 5 400 m^3/j (34 kb/j).

En Saskatchewan, il y a longtemps que la production recule, mais à des taux relativement faibles, soit, depuis cinq ans, d'environ 1,5 % par année. En extrapolant cette tendance, on projette un niveau de production de 13 600 m^3/j (86 kb/j).

Pour ce qui est du Manitoba, la production est demeurée plus ou moins stable à 1 750 m^3/j (11 kb/j) et l'on s'attend à des niveaux identiques en 2005 et 2006.

Dans les Territoires du Nord-Ouest, Norman Wells est le seul grand champ producteur. La production a connu une hausse au milieu des années 1980, à la suite de l'installation de dispositifs de récupération par injection d'eau. Cette situation a été inversée en 1992 et la production recule au rythme d'environ 5 % par année; cette tendance devrait se poursuivre. On entrevoit, pour 2006, une production de 2 950 m^3/j (19 kb/j). À Cameron Hills, la production projetée en 2006 est de 140 m^3/j (900 b/j).

FIGURE 4.3

Production de pétrole brut léger classique dans le BSOC

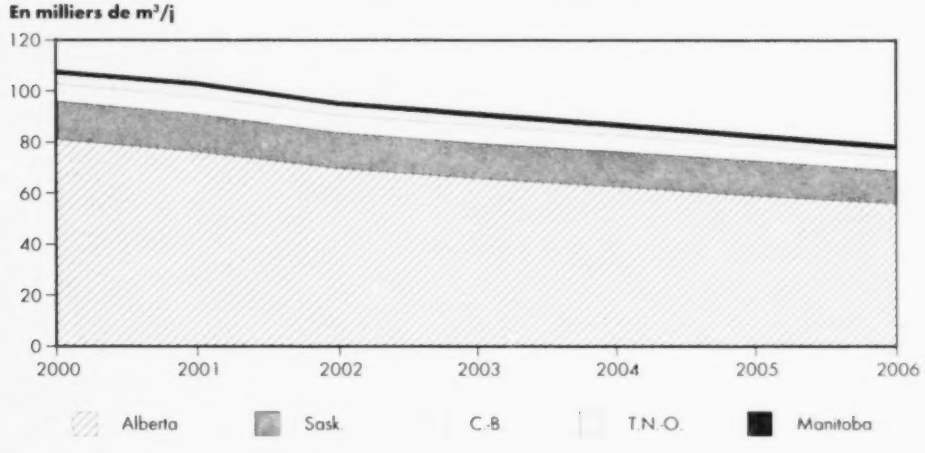
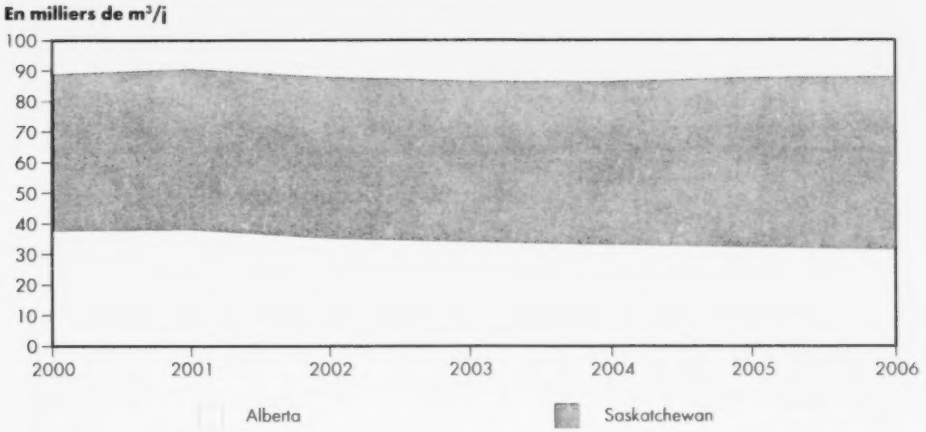


FIGURE 4.4

Production de pétrole lourd classique dans le BSOC



4.4 BSOC – Pétrole lourd classique

La production de pétrole lourd classique en Alberta montre une régression moyenne de quelque 3 % par année depuis 1997. Malgré les prix plus élevés du pétrole ces dernières années, l'industrie privilégie les forages gaziers, ceux visant à trouver du pétrole n'ayant que faiblement augmenté en 2004. Les projections pour 2005 et 2006 indiquent un déclin annuel de 2 % pour une production de 31 600 m^3/j (199 kb/j) en 2006 (figure 4.4).

En Saskatchewan, la production est demeurée relativement stable pour la période de 2000 à 2003, tournant autour de 52 700 m^3/j (332 kb/j). Le sous-sol y étant moins riche en gaz qu'en Alberta, les prix plus élevés du pétrole ont été à l'origine d'un plus grand nombre de forages pétroliers, leur nombre ayant augmenté d'environ 6 % par année entre 2002 et 2004. Par conséquent, la production a commencé à croître de 2 % par année en 2004, une tendance qui devrait se maintenir au moins jusqu'à la fin de 2006. Les volumes de production estimatifs envisagés pour 2006 sont de 56 400 m^3/j (355 kb/j).

4.5 BSOC – Pentanes plus

La viscosité du pétrole lourd et du bitume en rend le transport par pipeline difficile. De façon à respecter les exigences techniques du transport par pipeline en matière de viscosité et de densité, il faut diluer ces produits avec des hydrocarbures plus légers comme les condensats. Les condensats sont des sous-produits du gaz naturel et, en raison de leur disponibilité et de leur prix, ils ont toujours été privilégiés. Depuis quelques années, la production de gaz naturel dans le BSOC a plafonné, tout comme la production de condensats, alors que celle de bitume a poursuivi sa croissance. Les condensats se sont ainsi fait plus rares, au point où ils commandent une plus-value de quelque 25 % par rapport au pétrole brut léger (voir le chapitre 2 intitulé Prix du pétrole brut, figure 2.8). Ainsi, les producteurs de pétrole lourd cherchent à profiter au maximum des condensats en fonction de leur disponibilité et sont à l'affût de sources non conventionnelles de diluants. Par exemple, Deer Creek Energy Limited (Deer Creek) a annoncé qu'elle avait signé une lettre d'intention avec un grande producteur présent dans la région des sables bitumineux au titre de laquelle elle achèterait des diluants de faible densité pour son bitume produit par SGSIV, puis revendre le bitume fluidifié au

grand producteur. En outre, Enbridge Inc. (Enbridge) a récemment annoncé qu'elle ferait un appel de soumissions visant à confirmer l'intérêt des expéditeurs à l'endroit d'un pipeline d'importation de condensats greffé au projet de pipeline Gateway pour l'exportation de pétrole brut vers la côte Ouest.

4.6 Est du Canada

En Ontario, le nombre accru de forages de mise en valeur en 2004 (34 puits comparativement à 10 en 2003) aidera à neutraliser la tendance d'un déclin à long terme et devrait se traduire par des niveaux de production supérieurs en 2005 et 2006, les portant à 425 m^3/j (3 kb/j) pour ces deux années.

Au large de la côte de Terre-Neuve, le champ Hibernia est entré en production en 1997, suivi de celui de Terra Nova en janvier 2002. En 2003, soit la première année complète de production pour Terra Nova, la production totale en mer s'est élevée en moyenne à 53 500 m^3/j (337 kb/j). En 2004, il a fallu retrancher approximativement 6 % de ces chiffres compte tenu d'un déversement de pétrole à Terra Nova en fin d'année qui a mené à une interruption de l'exploitation pendant un mois environ. Le champ White Rose, d'une capacité nominale de 15 800 m^3/j (100 kb/j), devrait entrer en production vers la fin de 2005. Au total, la production annuelle moyenne projetée pour ces trois champs devrait être portée à 57 200 m^3/j (360 kb/j) en 2006 (figure 4.5), en dépit du fait que Hibernia et Terra Nova seront alors sur leur déclin.

4.7 Production totale de pétrole brut canadien

La production classique tirée du BSOC est en déclin, situation qui est cependant largement compensée par les volumes de la côte Est ainsi que l'accroissement rapide de la production dans la région des sables bitumineux.

La figure 4.6 présente la production totale de pétrole brut canadien. Entre 2000 et 2004, elle s'est accrue de presque 30 %. En 2005, la production totale prévue devrait chuter d'environ 3 % en raison des problèmes opérationnels qu'ont connus, à divers degrés, les trois installations intégrées d'extraction à ciel ouvert et de valorisation de sables bitumineux. Toutefois, d'ici la fin de 2006, la production devrait augmenter substantiellement et atteindre 458 000 m^3/j (2,9 Mb/j), grâce à une plus grande production de bitume à ciel ouvert et in situ, ainsi que de pétrole sur la côte Est. Il faut

FIGURE 4.5

Production de pétrole sur la côte Est

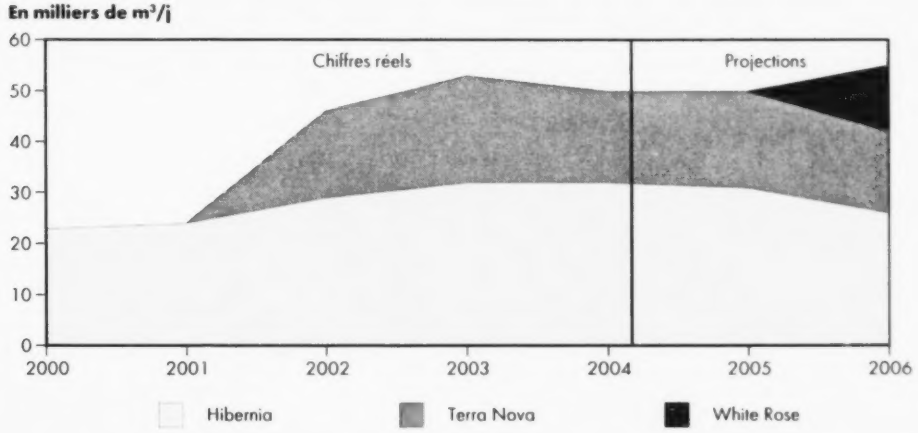
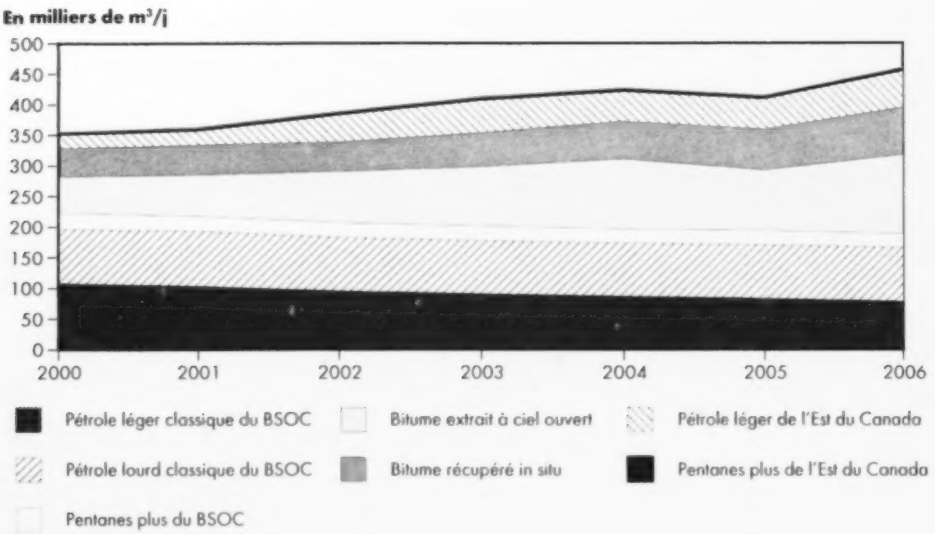


FIGURE 4.6

Production de pétrole brut canadien



préciser qu'on parle ici de production à la source ou « brute ». Les volumes de bitume extraits à ciel ouvert sont ceux faisant l'objet d'opérations de séparation à la mine, avant mélange ou valorisation. Dans la même optique, le bitume récupéré in situ tient compte des volumes à la tête de puits, avant mélange ou valorisation.

4.8 Offre nette disponible

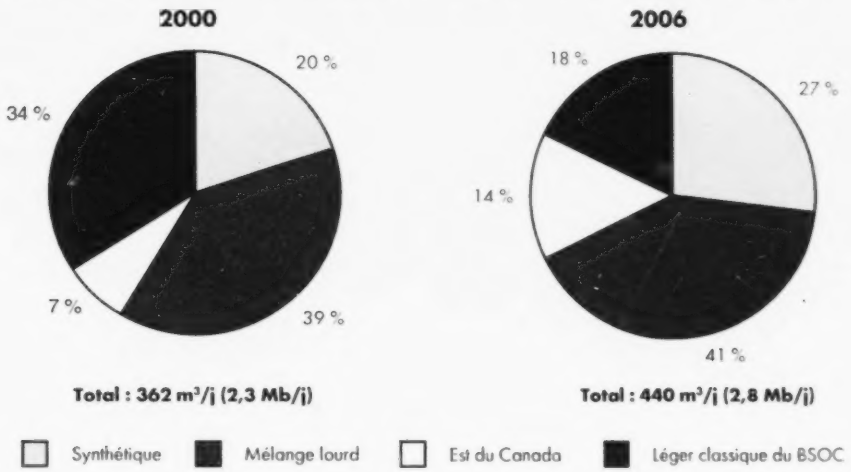
Par offre nette disponible il faut entendre les volumes de pétrole brut pouvant être commercialisés après valorisation et mélange. Ainsi, l'offre nette disponible de pétrole brut canadien regroupe le brut léger classique du BSOC, le brut de la côte Est, le pétrole brut synthétique, les C5+, les mélanges de brut lourd et le bitume fluidifié, une fois qu'on a répondu à la demande locale en diluants et en charge d'alimentation. Par conséquent, tous les volumes valorisés de lourd classique ou de bitume in situ, que ce soit sur le terrain grâce à des installations intégrées d'exploitation à ciel ouvert et de valorisation ou par l'entremise de centres régionaux de valorisation, sont considérés être des volumes de pétrole brut synthétique. Ces volumes sont déduits de la production totale de pétrole lourd et de bitume in situ afin d'éviter les dédoublements.

Il est supposé qu'en partie, le pétrole brut léger ou synthétique servira de diluant. Les projections de l'offre disponible regroupent la demande en diluants entrant dans les mélanges de pétrole lourd et de bitume, les volumes recyclés de tels diluants, les pertes de produit pendant la valorisation et les condensats qui ne peuvent servir de diluants. Entre 2000 et 2006, l'offre nette disponible totale devrait normalement passer de 362 000 m³/j (2,3 Mb/j) à 440 000 m³/j (2,8 Mb/j), pour une augmentation d'environ 24 %.

La figure 4.7 montre bien les décalages observés entre 2000 et 2006 dans le contexte de l'importance des composantes de l'offre canadienne. Elle permet aussi de constater que le pétrole léger classique du BSOC régresse de 16 % tandis que l'offre de pétrole brut synthétique et celle de pétrole de l'Est du Canada grimpent de 7 %.

FIGURE 4.7

Offre nette disponible selon les types de produits (en milliers de m^3/j)



4.9 Perspectives

La production de pétrole brut classique tiré du BSOC est entrée dans une longue période de déclin, mais cette situation est amplement compensée compte tenu d'une production élargie sur la côte Est et dans la région des sables bitumineux.

Avec de nombreux projets d'expansion au cours des cinq dernières années, la production tirée des installations d'extraction à ciel ouvert, de séparation et de valorisation des sables bitumineux a doublé, le volume de pétrole brut synthétique ayant atteint 103 000 m^3/j (649 kb/j) en 2004. L'ajout d'installations dans le contexte de nouveaux agrandissements et à des fins de désengorgement devrait porter la capacité à 115 000 m^3/j (725 kb/j) d'ici la fin de 2006.

En raison de problèmes opérationnels aux trois usines intégrées dans la région des sables bitumineux vers la fin de 2004 et au début de 2005, la production totale de pétrole brut synthétique en 2005 sera inférieure d'environ 12 % aux niveaux atteints en 2004. Le retour à une capacité intégrale est prévu pour la fin de 2005.

La production in situ de bitume a elle aussi pris beaucoup d'ampleur, affichant en 2004 une augmentation de 34 % comparativement aux niveaux atteints en 2000. On s'attend que les huit phases d'expansion supplémentaires de projets de récupération thermique, nouveaux ou existants, pousseront la production à 76 900 m^3/j (484 kb/j) d'ici la fin de 2006.

La récupération primaire du bitume joue également un rôle de taille alors qu'on envisage une augmentation de 2 % par année des niveaux de production, qui atteindraient alors 17 340 m^3/j (109 kb/j) d'ici la fin de 2006.

Contrairement aux tendances baissières affichées pour l'ensemble du pétrole brut classique du BSOC, on projette une hausse de 2 % par année, en 2005 et 2006, pour le pétrole lourd de la Saskatchewan.

Sur la côte Est, la production totale projetée est de 61 000 m^3/j (384 kb/j) d'ici la fin de 2006 avec l'entrée en production du champ White Rose vers la fin de 2005.

L'offre nette disponible totale projetée, y compris mélange et valorisation, atteindrait 440 000 m^3/j (2,8 Mb/j) en 2006, ce qui représente une augmentation d'environ 24 % par rapport aux niveaux de 2000.

SUR LE WEB

Association canadienne des producteurs pétroliers
http://www.capp.ca/

Ministère de l'Énergie de l'Alberta
http://www.energy.gov.ab.ca/

Industrie, Développement économique et Mines Manitoba
http://www.gov.mb.ca/iedm/petroleum/index.fr.html

Ministère de l'Énergie de l'Ontario
http://www.energy.gov.on.ca/

Office Canada–Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
http://www.cnsopb.ns.ca/french/index.html

Resources Wildlife and Economic Development
Territoires du Nord-Ouest
http://www.iti.gov.nt.ca/mog/index.htm

Office Canada–Terre-Neuve-et-Labrador des hydrocarbures extracôtiers
http://www.cnlopb.nl.ca/

BALANCE COMMERCIALE DU CANADA POUR LE PÉTROLE BRUT

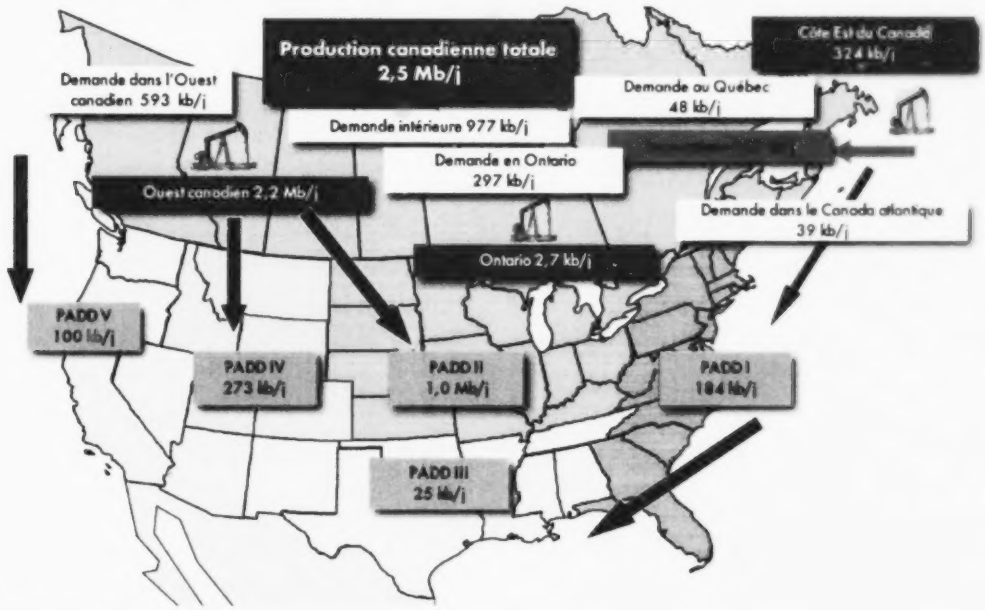
5.1 Introduction

La figure 5.1 illustre la production de pétrole brut canadien et ses débouchés. En 2004, le Canada a produit quelque 400 000 m^3/j (2,5 Mb/j) de pétrole brut, dont une tranche de presque 350 000 m^3/j (2,2 Mb/j) ou 90 % en provenance de l'Ouest canadien. La demande intérieure de brut canadien s'élevait à 155 000 m^3/j (997 kb/j).

De tout le pétrole brut produit au Canada, une tranche de 65 % est exportée aux États-Unis. Les principaux marchés pour le pétrole brut de l'Ouest canadien sont : le Midwest américain, dont Chicago, Toledo et la région de Minneapolis St. Paul; les provinces des Prairies, en particulier l'Alberta et la Saskatchewan; le PADD IV, qui comprend Billings, Salt Lake City et Denver; les raffineries du sud de l'Ontario; la Colombie-Britannique et l'État de Washington. Le Canada a importé 150 000 m^3/j (950 kb/j) de pétrole pour répondre aux besoins des raffineries de l'Est, notamment du Québec et de l'Ontario. Dans l'ensemble, le pays a réalisé des exportations nettes de quelque 100 000 m^3/j (630 kb/j).

FIGURE 5.1

Offre de pétrole brut canadien et débouchés – 2004



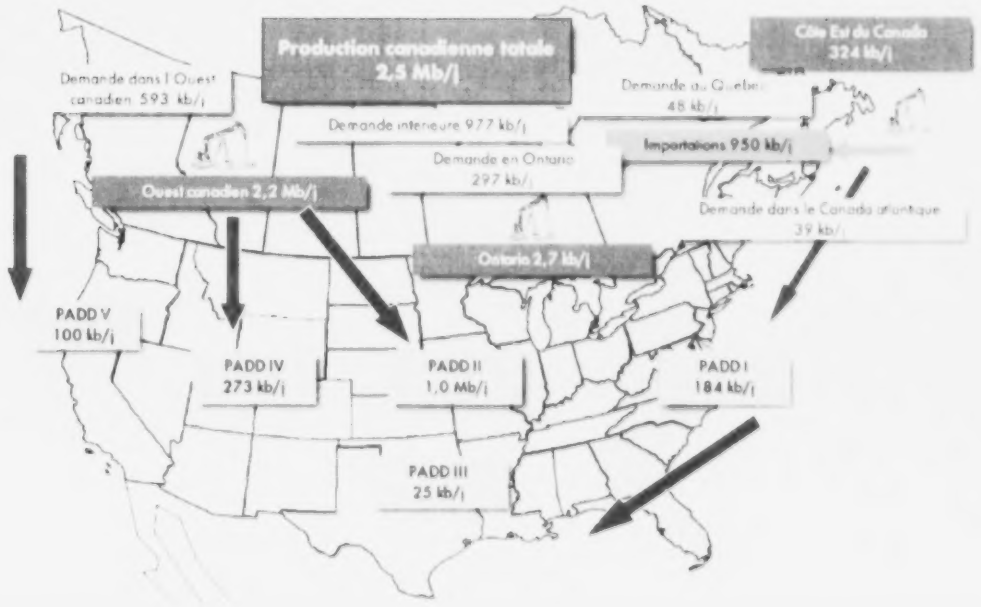
BALANCE COMMERCIALE DU CANADA POUR LE PÉTROLE BRUT

5.1 Introduction

La figure 5.1 illustre la production de pétrole brut canadien et ses débouchés. En 2004, le Canada a produit quelque 400 000 m³/j (2,5 Mb/j) de pétrole brut, dont une tranche de presque 350 000 m³/j (2,2 Mb/j) ou 90 % en provenance de l'Ouest canadien. La demande intérieure de brut canadien s'élevait à 155 000 m³/j (997 kb/j).

De tout le pétrole brut produit au Canada, une tranche de 65 % est exportée aux États-Unis. Les principaux marchés pour le pétrole brut de l'Ouest canadien sont : le Midwest américain, dont Chicago, Toledo et la région de Minneapolis St. Paul; les provinces des Prairies, en particulier l'Alberta et la Saskatchewan; le PADD IV, qui comprend Billings, Salt Lake City et Denver; les raffineries du sud de l'Ontario; la Colombie-Britannique et l'État de Washington. Le Canada a importé 150 000 m³/j (950 kb/j) de pétrole pour répondre aux besoins des raffineries de l'Est, notamment du Québec et de l'Ontario. Dans l'ensemble, le pays a réalisé des exportations nettes de quelque 100 000 m³/j (630 kb/j).

Offre de pétrole brut canadien et débouchés – 2004



Le pétrole brut de l'Est du Canada est principalement raffiné dans le PADD I, mais certains volumes sont traités au pays, plus précisément à Montréal, Saint Romuald, Come-By Chance, Halifax et Saint John ainsi que dans le sud de l'Ontario. De faibles volumes sont parfois envoyés vers la CAGM et outre-mer.

5.2 Arrivages de pétrole brut dans les raffineries canadiennes

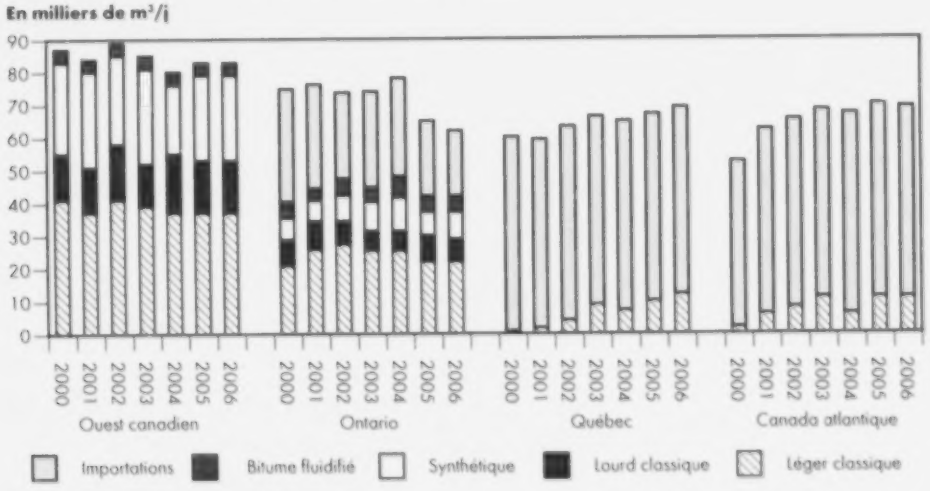
Les raffineries canadiennes traitent aussi bien du pétrole brut importé que produit au pays, selon l'endroit où elles se trouvent. Le type de pétrole brut traité à une raffinerie est fonction d'un certain nombre de facteurs, dont la disponibilité et la qualité des produits, la configuration des installations et la structure des prix. La figure 5.2 présente les quatre régions de raffinage au Canada et les arrivages réels de brut pour la période allant de 2000 à 2004. Des volumes projetés sont en outre illustrés pour 2005 et 2006.

Pendant la période allant de 2000 à 2004, la demande canadienne totale de pétrole brut a connu une augmentation considérable de 16 200 m^3/j (102 kb/j) pour passer à 290 300 m^3/j (1,8 Mb/j). En grande partie, cette hausse a été attribuable à des ajouts de capacité dans des raffineries du Canada atlantique et du Québec qui ont coïncidé avec les investissements effectués pour répondre aux exigences imposées en vue de réduire la teneur en soufre des carburants de transport. Des taux élevés d'utilisation pour toutes les raffineries canadiennes y ont aussi contribué. Pendant la période de 2000 à 2004, deux raffineries ont fermé leurs portes, soit la raffinerie Parkland en Alberta et plus récemment celle de Petro-Canada en Ontario.

Les raffineries de l'Ouest canadien traitent surtout du pétrole brut léger classique, une certaine quantité de pétrole synthétique léger et de faibles volumes de pétrole lourd classique et de bitumes fluidifiés. En Ontario, elles transforment un amalgame de pétrole importé et produit au pays, en fonction de la disponibilité et des prix. On s'attend que les raffineries du Canada atlantique et du Québec continueront d'accueillir surtout du brut importé en raison de la proximité des voies d'eau empruntées par les pétroliers, ainsi que du pétrole produit sur la côte Est, selon le prix. Dans l'Ouest

FIGURE 5.2

Arrivages de pétrole brut dans les raffineries



Source : Statistique Canada de 2000 à 2004

canadien, les raffineries devraient normalement apporter les modifications requises en vue du traitement de volumes accrus de brut tiré des sables bitumineux. À cet égard, un certain nombre de projets d'agrandissement et de réoutillage ont fait l'objet d'annonces publiques, notamment :

- En décembre 2003, dans le cadre d'une entente avec Suncor, Petro-Canada a annoncé qu'elle traiterait 8 400 m^3/j (53 kb/j) de bitume à sa raffinerie d'Edmonton à compter de 2008.
- En juillet 2005, l'EUB a approuvé les trois phases de réalisation des installations de valorisation Heartland. D'une capacité maximale de 41 300 m^3/j (260 kb/j), ces installations seront situées dans la région de Fort Saskatchewan, près d'Edmonton, en Alberta. La mise en chantier de la première phase est prévue pour le troisième trimestre de 2005. Après l'entrée en service, attendue pour le quatrième trimestre de 2007, la capacité sera de 12 000 m^3/j (75 kb/j).

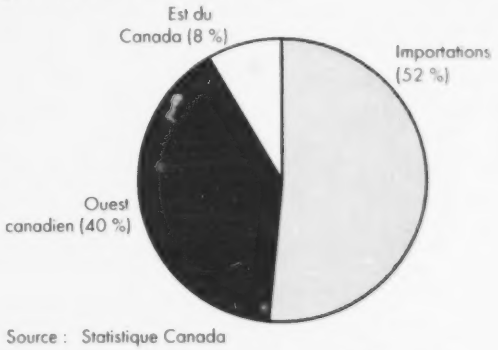
D'ici la fin de la période visée par le présent rapport, on ne prévoit pas d'ajout à la capacité de raffinage au Canada, mais certaines occasions devraient néanmoins se présenter en vue d'accroître les arrivages de pétrole brut lourd de l'Ouest canadien. En particulier, compte tenu de l'écart singulièrement important entre le pétrole léger et le pétrole lourd, les raffineries chercheront à tirer le maximum des lots de production de brut plus lourd et moins coûteux. De plus, étant donné que la production de pétrole léger classique est en baisse, elles devront éventuellement effectuer les investissements requis en vue de traiter de plus grands volumes de bitume et de PBS, mais seulement à plus long terme.

5.3 Importations

La figure 5.3 montre que le Canada importe environ la moitié du pétrole brut qu'il consomme. En mars 2005, 42 % de ces importations provenaient de pays de l'OPEP, notamment l'Algérie, l'Arabie saoudite et le Venezuela. La tranche restante provenait surtout du Royaume-Uni et de la Norvège (figure 5.4). En 2004, les raffineries du Canada atlantique et du Québec ont importé 90 % de tout le brut qu'elles ont utilisé. En raison de la proximité des voies d'eau empruntées par les pétroliers, il est probable que ces raffineries continueront de traiter des bruts importés.

FIGURE 5.3

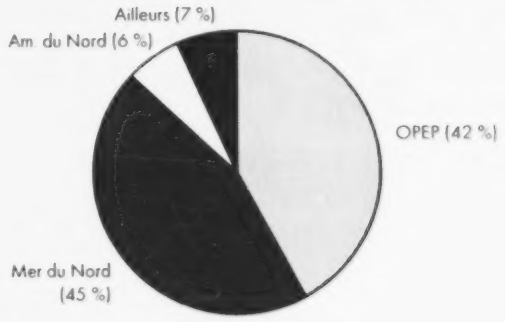
Approvisionnements des raffineries en pétrole brut – Mars 2005



Source : Statistique Canada

FIGURE 5.4

Sources d'importation de brut – Mars 2005



Source : Statistique Canada

5.4 Exportations

Le principal marché d'exportation du Canada continue d'être les États-Unis. En 2004, 65 % de tout le pétrole brut produit au pays, soit 270 000 m^3/j (1,7 Mb/j), a été exporté aux États-Unis, poussant le Canada au rang de plus gros fournisseur étranger. Les exportations ont été particulièrement solides en 2004 du fait que le Canada a

produit davantage de pétrole et aussi compte tenu de la forte demande aux États-Unis pendant les mois d'été.

Tel qu'indiqué au chapitre 4, on estime que la production tirée des sables bitumineux continuera de prendre de l'ampleur. Dans ce contexte, les producteurs canadiens, en particulier les producteurs de pétrole lourd classique et ceux présents dans la région des sables bitumineux, doivent dénicher de nouveaux marchés. Cherchant à en simplifier la commercialisation et à rendre le pétrole brut lourd canadien plus attrayant aux yeux des raffineurs, au quatrième trimestre de 2004, Talisman, EnCana, CNRL et Petro-Canada ont présenté les bruts de choix de l'Ouest canadien (WCS), nouvelle gamme de produits qui regroupe 19 mélanges de pétrole lourd canadien. L'objectif visé est d'acheminer de plus forts volumes vers les PADD II et IV tout en faisant la promotion d'un marché de transactions sur papier pour ces bruts, semblable au marché contractuel existant pour le WTI. On prévoit que les bruts WCS amélioreront la liquidité tout en simplifiant et rendant transparent l'établissement des prix. Le prix ciblé est celui du Bow River. Aux dires de l'industrie, la réaction aux nouveaux bruts a été favorable.

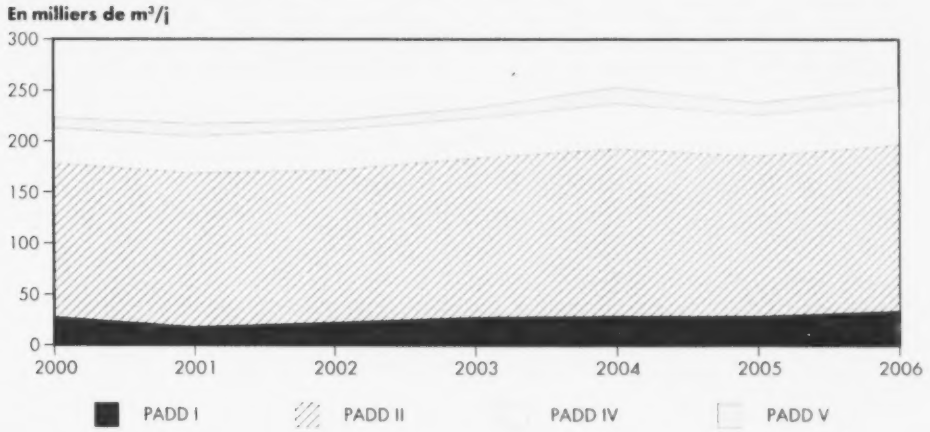
5.4.1 PADD I

Le PADD I s'étend du Nord-Est des États-Unis jusqu'à la Floride. Il s'agit de la zone en bleu sur la carte à la figure 5.1. Il comprend 11 raffineries d'une capacité totale de 250 000 m^3/j (1,6 Mb/j). Une grande partie de la production des champs Hibernia et Terra Nova est expédiée aux raffineries du Nord-Est des États-Unis. Les envois en provenance de l'Ouest canadien sont traités à la raffinerie United, à Warren (Pennsylvanie), le plus gros importateur de brut canadien dans tout le PADD I. Au cours des cinq dernières années, les volumes de brut canadien ont augmenté d'à peine 6 % pour se situer en moyenne à 29 000 m^3/j (183 kb/j) – (figure 5.5).

On s'attend que les envois de pétrole brut de l'Ouest canadien augmenteront, compte tenu d'une entente récente prévoyant que Nexen fournira du pétrole brut pour le projet de l'unité de cokéfaction de United Refining. L'entente d'approvisionnement entrera en vigueur en janvier 2008.

FIGURE 5.5

Exportation de pétrole brut canadien par PADD



5.4.2 PADD II

Le PADD II, qui est en fait le Midwest américain, est le plus important marché pour le pétrole brut canadien. Il s'agit de la zone en vert sur la carte à la figure 5.1. En 2004, pour un peu plus de la moitié, les exportations de pétrole brut vers les États-Unis y étaient destinées et visaient en particulier Chicago, Minneapolis St. Paul et Toledo.

Le PADD II compte 24 raffineries d'une capacité totale de 555 000 m^3/j (3,5 Mb/j). Dans plus de 70 % des cas, les produits exportés vers le Midwest sont des produits lourds, par exemple, le bitume, le pétrole synthétique lourd, le SynBit ou le pétrole lourd classique. À cet égard, ce marché présente de très bonnes occasions de croissance pour les producteurs canadiens de la région des sables bitumineux. Depuis cinq ans, les volumes de brut canadien ont augmenté de presque 9 % pour s'établir en moyenne à 154 000 m^3/j (970 kb/j) – (figure 5.5). Dans ce marché, le brut canadien est en concurrence avec d'autres produits importés et une certaine production sur place.

Les écarts particulièrement importants entre le pétrole léger et le pétrole lourd au quatrième trimestre de 2004 et au premier trimestre de 2005 ont fortement incité les sociétés à envisager soit l'augmentation de leur capacité de cokéfaction, soit l'agrandissement de leurs installations existantes en vue de pouvoir traiter un volume accru de brut lourd. Par ailleurs, tout en cherchant à accroître la capacité de traitement de pétrole brut en provenance de l'Ouest canadien, elles doivent investir pour ne pas déroger à la réglementation portant sur la très faible teneur en soufre du diesel qui entrera en vigueur en janvier 2006. Les projets déjà rendus publics sont énumérés au tableau 5.1.

Avec l'inversion du sens de l'écoulement du pipeline Spearhead d'Enbridge en janvier 2006 et la prise d'un engagement pour l'expédition de 9 540 m^3/j (60 kb/j), des volumes croissants de pétrole brut canadien pénétreront sur le marché de Cushing (Oklahoma). À l'occasion de l'instance de l'ONÉ qui s'est déroulée en avril 2005, les promoteurs du projet ont mentionné une fois de plus que l'accès à ce marché bénéficierait aux expéditeurs et aux producteurs de l'Ouest canadien, dès à présent et à l'avenir.

5.4.3 PADD III

Le PADD III regroupe la plupart des États sur la CAGM. Il s'agit de la zone de couleur jaune pâle sur la carte à la figure 5.1. C'est la région de raffinage la plus grande et la plus complexe en Amérique du Nord. Sa capacité totale de raffinage s'élève à près de 1 100 000 m^3/j (7 Mb/j). On y importe une partie du pétrole produit au large de la côte Est du Canada et parfois certains volumes tirés de la production de l'Ouest canadien, acheminés au préalable jusqu'au quai Westridge par la voie du réseau de Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. (TPTM). En 2004, le Canada a exporté presque 4 000 m^3/j (25 kb/j) du brut produit sur la côte Est du Canada vers des raffineries situées dans le PADD III (figure 5.5).

Au début de 2005, Mobil Pipeline Company a annoncé son intention de procéder à une inversion semblable sur une canalisation de 20 pouces allant de Patoka (Illinois), jusque dans la région de Beaumont / Nederland (Texas). Le pétrole brut de l'Ouest canadien serait ainsi en mesure de pénétrer sur ce marché. L'entrée en service est attendue pour le quatrième trimestre de 2005. Le projet est surtout appuyé par les producteurs et a obtenu un soutien garanti pour 8 000 m^3/j (50 kb/j) de la part des expéditeurs. Il est prévu que des bruts plus lourds seront acheminés au moyen de cette canalisation après inversion.

TABLEAU 5.1

Projets d'agrandissement de raffineries

Société	Endroit	Projet	Volume (en kb/j)	Mise en service
Suncor	Chicago (Illinois)	Suncor a démontré de l'intérêt pour ces installations	167-capacité	s.o.
BP	Whiting (Indiana)	Amélioration des installations existantes pour traiter davantage de brut sulfureux	400-capacité	2010
BP	Toledo (Ohio)	Amélioration des installations existantes pour traiter davantage de brut sulfureux	155-capacité	2010
Marathon Ashland	Detroit (Michigan)	Accroissement de la capacité d'accueil de brut	75 - 100	4e tr. 2005
Frontier Refining	El Dorado (Kansas)	Augmentation des volumes de mélange Lloydminster / pétrole Syncrude livré par le pipeline Spearhead Colonne de distillation sous vide	35 40	Septembre 2007 s.o.
Flint Hills	Pine Bend (Minnesota)	Accroissement de la capacité de brut Accroissement de la capacité de cokéfaction	50-augmentation 330-capacité	2008
Sunoco	Toledo (Ohio) Tulsa (Oklahoma)	Agrandissement pour le brut - probabilité d'un traitement accru de pétrole Syncrude Pourrait s'approvisionner en brut canadien	100-capacité 20-30-augmentation 85-capacité	
EnCana/ Premcor	Lima (Ohio)	PE pour la mise à niveau des installations de Premcor en vue du traitement de brut lourd d'EnCana au titre d'une entente à long terme	200	2008

5.4.4 PADD IV

Le PADD IV est limité aux États des Rocheuses. Il s'agit de la zone en rose sur la carte à la figure 5.1. Il existe 14 raffineries sur ce marché et leur capacité totale s'élève à près de 92 000 m^3/j (578 kb/j). Les exportations de pétrole brut de l'Ouest canadien ont augmenté régulièrement (30 %) depuis cinq ans (figure 5.5). En 2004, les exportations au PADD IV tournaient autour de 44 000 m^3/j (277 kb/j), dont une tranche d'environ 50 % de pétrole lourd classique, l'autre tranche étant principalement composée de pétrole synthétique léger et de pétrole léger classique.

Il existe sur ce marché des possibilités d'accroître les volumes de brut provenant de l'Ouest canadien. Toutefois, en raison des prix élevés du pétrole, les travaux de forage ont connu une certaine effervescence dans le PADD IV, ce qui a stabilisé la production locale de pétrole léger classique. Par conséquent, les raffineries ont traité de plus forts volumes de bruts produits sur place. Malheureusement, cette région ne présente qu'une faible capacité de cokéfaction, de sorte qu'à court

terme, il est peu probable que les raffineries transformeront des volumes croissants de pétrole brut dérivé des sables bitumineux. À plus long terme, la greffe, par Suncor, d'un réacteur de désulfurisation par hydrotraitement à sa raffinerie de Commerce City (Colorado), permettra la transformation de pétrole à forte teneur en soufre qu'elle tire des sables bitumineux.

En juin 2005, Suncor Energy Inc. a annoncé que sa filiale américaine, Suncor Energy (U.S.A.), avait acheté la Colorado Refining Company, une filiale en propriété exclusive indirecte de Valero. D'une capacité de 4 800 m^3/j (30 kb/j), la nouvelle raffinerie est située près de celle que Suncor détient déjà à Commerce City. Suncor vise la pleine intégration de ces installations en vue d'une capacité de raffinage de quelque 14 300 m^3/j (90 kb/j). On s'attend que la raffinerie continuera de transformer des condensats et du brut léger classique non corrosif produits sur place, mais à plus long terme, Suncor a l'intention de traiter des volumes supplémentaires de pétrole synthétique aux deux endroits.

Holly Corporation, société sise à Woods Cross (Utah), souhaite également traiter du brut sulfureux de l'Ouest canadien. Cependant, son emplacement et les types de bruts raffinés ailleurs dans la région font entrave à ce projet. La société compte néanmoins installer de l'équipement qui lui permettrait d'accueillir davantage de brut lourd, sous réserve de la disponibilité de volumes supplémentaires.

5.4.5 PADD V

Le PADD V est la région qui se trouve à l'ouest des Rocheuses. Il s'agit de la zone en jaune foncé sur la carte à la figure 5.1. Il comprend 20 raffineries d'une capacité totale de 403 000 m^3/j (2,5 Mb/j). Même si les volumes de brut de l'Ouest canadien constituent un très faible pourcentage de tout le brut importé par ces raffineries, ils ont augmenté de 56 % depuis cinq ans (figure 5.5). En 2004, le total des exportations de pétrole brut de l'Ouest canadien destinées au PADD V se situait autour de 16 000 m^3/j (100 kb/j), dont une tranche de 65 % de pétrole léger classique. La plus grande partie de ces volumes était raffinée dans l'État de Washington.

Il existe sur ce marché des possibilités d'accroître les arrivages de brut en provenance de l'Ouest canadien, mais à moyen et à long terme. Deux projets qui ont été rendus publics, soit le projet Gateway d'Enbridge et le projet TMX de Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc., envisagent le prolongement ou la construction de pipelines qui mèneraient probablement à l'accroissement des volumes de brut de l'Ouest canadien exportés vers le marché californien. La production de brut diminue en Californie et même si celle provenant du versant nord de l'Alaska (VNA) s'est stabilisée, on pense qu'elle pourrait commencer à décliner dès 2006. Ainsi, les bruts lourds sulfureux de l'Ouest canadien devraient être en mesure de concurrencer efficacement d'autres produits acheminés par voie d'eau jusqu'à ce marché.

Tereso Corp. a annoncé dernièrement qu'elle prévoyait ajouter une unité de cokéfaction de 2 400 m^3/j (15 kb/j) à sa raffinerie d'Anacortes (Washington). Tereso pourrait donc être en mesure d'accroître ses volumes de bitumes fluidifiés. Il est prévu que l'unité de cokéfaction entrera en exploitation en avril 2007.

En outre, BP a récemment indiqué qu'elle envisageait de réorienter l'exploitation de sa raffinerie de Cherry Point (Washington) afin qu'elle puisse accueillir du brut lourd de l'Ouest canadien d'ici 2010, puis élargir cette capacité jusqu'en 2015.

5.4.6 *Outre-mer*

En 2004, le Canada a exporté environ 3 300 m^3/j (20 kb/j) de pétrole brut léger outre-mer, vers des destinations comme Puerto Rico et les Antilles. Du brut canadien a déjà été expédié jusqu'en Corée, en Europe et en Chine. Des discussions sont en cours entre sociétés pipelinières et représentants chinois en vue d'une participation possible de la Chine dans le pipeline Gateway d'Enbridge.

Des sociétés chinoises examinent également la possibilité d'investir dans les sables bitumineux du Canada. En avril 2005, le producteur outre-mer CNOOC a fait l'acquisition de presque 17 % des actions ordinaires de MEG. Cette société, anciennement connu sous le nom de McCaffrey Energy Group, mène un projet pilote dans la région des sables bitumineux qui pourrait aboutir à la production commerciale d'un volume de 15 000 m^3/j (95 kb/j).

De plus, Sinopec Group, géant chinois des hydrocarbures, a annoncé l'achat d'une participation de 40 % dans le projet d'extraction à ciel ouvert de sables bitumineux Northern Lights de Synenco Energy Inc., au nord-est de Fort McMurray. Le projet d'extraction à ciel ouvert et de valorisation, d'une valeur de 4,5 milliards de dollars, vise à produire 16 000 m^3/j (100 kb/j) de pétrole brut synthétique.

Même si cela tombe après la fin de la période visée par le présent rapport, il faut mentionner que la Chine et d'autres pays d'Asie pourraient à plus long terme constituer des marchés pour le pétrole brut canadien, probablement vers la fin de la décennie.

5.5 Perspectives

Après consultation menée auprès de l'industrie et compte tenu de la propre analyse de l'Office, un certain nombre d'enjeux commerciaux à court terme ont été cernés.

- L'offre de diluants ne suffit pas pour l'acheminement des bruts lourds jusqu'aux marchés. Afin de combler cette lacune à plus long terme, on a suggéré la construction d'un pipeline allant de la côte Ouest jusqu'à Edmonton, en parallèle avec un nouveau pipeline devant aller dans le sens inverse (Gateway ou expansion au nord du réseau TMX), à des fins d'importation de diluants. Enbridge a aussi proposé d'éventuellement expédier des diluants sur sa canalisation principale, de Chicago vers Edmonton et Hardisty.
- Le pétrole synthétique, même s'il peut remplacer les diluants classiques, est actuellement transigé avec plus-value qui n'est pas entièrement récupérable dans le contexte d'une intégration dans des mélanges lourds, surtout lorsque le prix du pétrole léger est élevé.
- L'incidence de l'écart substantiel entre le pétrole léger et le pétrole lourd continuera d'avoir de sérieuses répercussions sur les producteurs de pétrole brut lourd, dont les prix n'ont pas augmenté au rythme de ceux du WTI. L'accroissement des prix du WTI est surtout le résultat de la vigueur des produits pétroliers légers découlant d'une forte croissance de la demande.
- Le manque de capacité pipelinière pour le pétrole lourd pourrait aussi avoir des conséquences sur l'écart entre le pétrole léger et le pétrole lourd en raison d'un découplage des prix par rapport à ceux qui se pratiquent sur le marché mondial. Un échange de canalisations par Enbridge, qui aura lieu en octobre-novembre 2005, permettra de régler cette question. Cependant, il faudra procéder selon un calendrier serré pour ne pas influer sur les prix et le marché.

- En raison des perturbations des approvisionnements en PBS qui ont nui aux producteurs au quatrième trimestre de 2004 et au premier trimestre de 2005, la fiabilité de l'offre pourrait compter davantage alors que la production de pétrole léger classique décline. De la même manière, les arrêts de fonctionnement imprévus des installations de valorisation pourraient mener à de nouvelles remises, une fois les niveaux de production revenus à la normale, afin de compenser les raffineurs pour les risques éventuels au chapitre de la fiabilité des approvisionnements.
- La question de la qualité des sables bitumineux pouvant être à l'origine de complications pendant le raffinage continue d'être étudiée (p. ex., bruts WCS).
- À la porte de quels nouveaux marchés faudrait-il frapper? À court terme, la question a été résolue avec les inversions à venir sur les pipelines Spearhead et de Mobil. Toutefois, des décisions devront bientôt être prises en préparation de la croissance à long terme de la production tirée des sables bitumineux.
- Il faut aussi compter avec le manque de capacité de cokéfaction sur les marchés traditionnels.

Même si ces enjeux ne disparaîtront pas pendant la période étudiée ici, les différentes composantes de l'industrie collaborent à l'élaboration de solutions. Il est fort concevable que d'ici le milieu ou la fin de 2006, une demande en vue de la construction d'un grand pipeline soit déposée auprès de l'Office. De ce processus émergera une meilleure compréhension de la prochaine étape à suivre en vue de l'expansion des marchés.

SUR LE WEB

Office national de l'énergie
http://www.neb-one.gc.ca/

Ressources naturelles Canada
http://www.rncan-nrcan.gc.ca/inter/index.html

Energy Information Administration – Département américain de l'Énergie
http://www.eia.doe.gov/

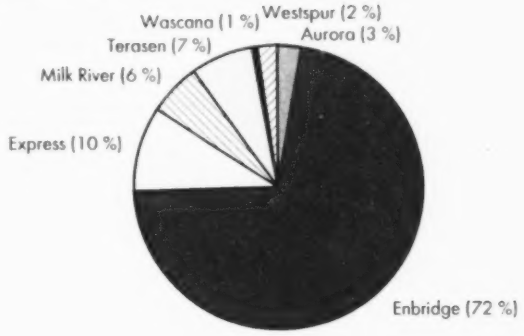
GRANDS OLÉODUCS

6.1 Introduction

En 2004, quelque 270 000 m³/j (1,7 Mb/j) de pétrole brut ont été acheminés de l'Ouest canadien vers l'Ontario et les États-Unis. La figure 6.1 donne une idée des expéditions de pétrole brut réalisées par les sept oléoducs présents dans l'Ouest canadien. Toujours en 2004, les trois réseaux principaux, soit Enbridge, Terasen (Trans Mountain) et Express, ont assuré 88 % de toutes les livraisons. Le présent chapitre se concentrera sur ces réseaux.

FIGURE 6.1

Envois de pétrole brut à partir de l'Ouest canadien



Il est indiqué au chapitre 4 que l'on s'attend à une augmentation de la production tirée des sables bitumineux. Toute augmentation de la production entraîne nécessairement une hausse des volumes à acheminer sur les grands réseaux pipeliniers d'exportation.

La demande de pétrole brut au pays ne devrait pas croître de façon significative d'ici la fin de 2006. Il est donc logique de penser que la nouvelle production pendant cette période sera exportée vers des marchés américains. Sous ce rapport, les trois grands réseaux ont récemment ajouté à leur capacité ou l'auront fait d'ici la fin de 2006. En outre, la croissance à long terme prévue pour les sables bitumineux a été à l'origine de propositions, de la part d'Enbridge Pipelines, de Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. et de TransCanada, visant des agrandissements majeurs aux réseaux en place ou la construction de tout nouveaux pipelines.

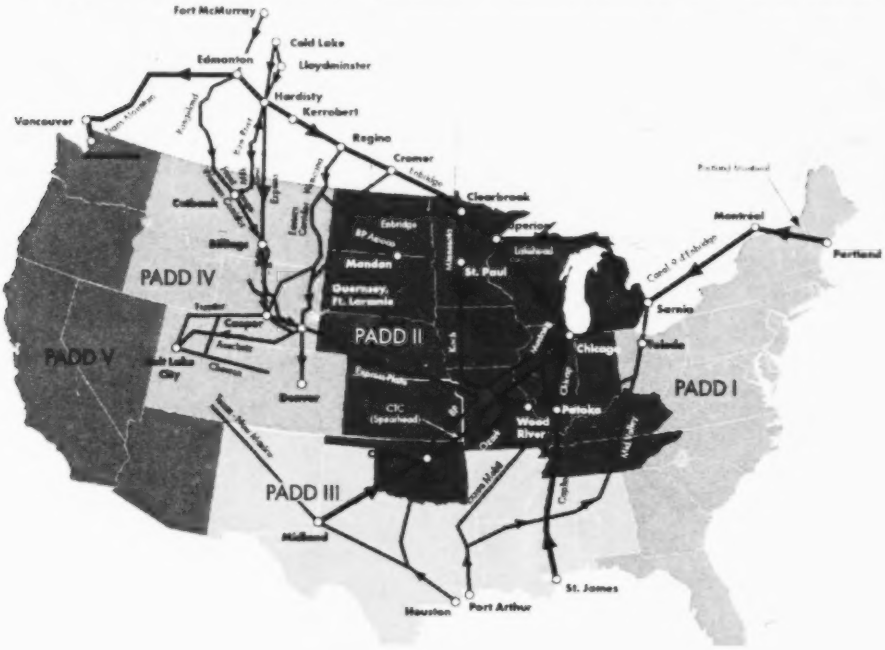
6.2 Réseaux principaux

La figure 6.2 présente schématiquement les principaux marchés et pipelines de brut au Canada et aux États-Unis, notamment les trois grands réseaux d'oléoducs canadiens :

- la canalisation principale d'Enbridge, dont le point d'origine est Edmonton et qui comprend des terminaux majeurs à Hardisty et à Regina, se rend jusqu'en Ontario et dans le PADD II par l'entremise du réseau Lakehead;
- le réseau Trans Mountain de Terasen, dont le point d'origine est également Edmonton et qui assure ses livraisons jusqu'au quai Westridge, à Burnaby (Colombie-Britannique), de même que dans le PADD V;

FIGURE 6.2

Principaux marchés de brut et pipelines les desservant au Canada et aux États-Unis



- le réseau Express de Terasen, dont le point d'origine se situe à Hardisty et qui s'étend jusque dans le PADD IV, où il est relié au réseau Platte, à Casper (Wyoming), en vue de livraisons jusque dans la partie méridionale du PADD II.

6.2.1 *Enbridge Pipelines*

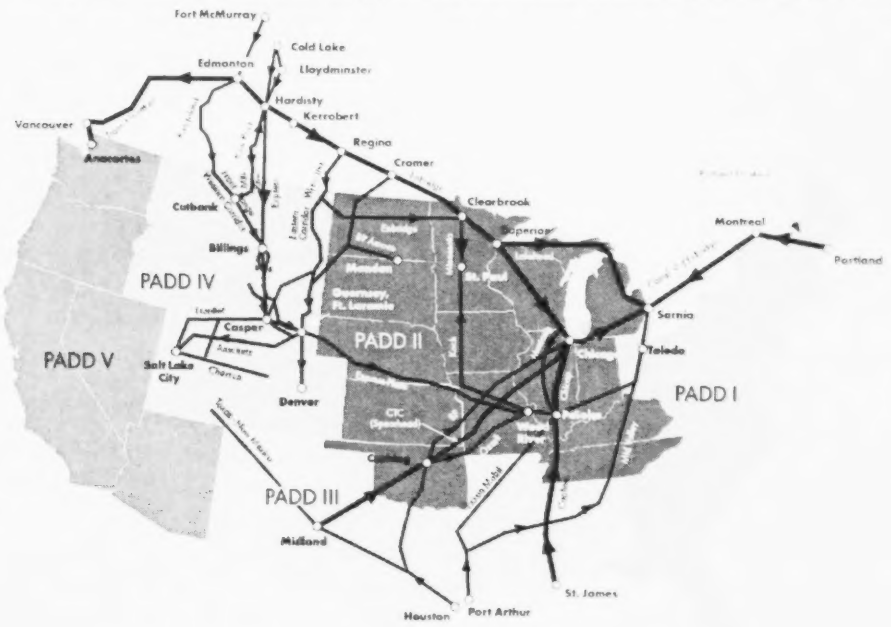
Enbridge dispose du plus important réseau pipelinier au Canada. Quand on y greffe le pipeline Lakehead aux États-Unis, il s'agit du plus long réseau d'oléoducs du monde. Il consiste en des canalisations multiples d'une capacité totale de 292 500 m^3/j (1,8 Mb/j). En plus de livrer du pétrole brut de l'Ouest canadien, Enbridge se charge d'en acheminer en provenance de l'Est du Canada et de l'étranger vers Sarnia (Ontario) à partir de Montréal par la voie de la canalisation 9 du pipeline Portland-Montréal.

La figure 6.3 montre les volumes d'exportation d'Enbridge selon les types de bruts. Depuis l'an 2000, la progression attribuable au pétrole lourd tiré des sables bitumineux (bitume et pétrole lourd synthétique) et au pétrole léger tiré de ces mêmes sables (pétrole léger synthétique) a été constante.

La réduction des expéditions de pétrole léger classique a été compensée par une augmentation des envois de pétrole lourd, ce qui a parfois mené à des périodes de répartition. La phase III du projet d'agrandissement de Terrace ajoutera 39 000 m^3/j (246 kb/j) à la capacité de transport de pétrole lourd grâce à l'affectation de la canalisation 3 au pétrole lourd plutôt qu'au pétrole léger et vice versa pour la canalisation 2. On s'attend que cet échange de canalisations surviendra en octobre-novembre 2005.

Les projets d'inversion du sens de l'écoulement Spearhead et d'un pipeline de 20 pouces de Mobil assureront respectivement l'accès aux marchés de la région méridionale du PADD II et de la CAGM. Les expéditions de pétrole brut lourd devraient augmenter sur le réseau d'Enbridge avec la prise

Principaux marchés de brut et pipelines les desservant au Canada et aux États-Unis



- le réseau Express de Terasen, dont le point d'origine se situe à Hardisty et qui s'étend jusque dans le PADD IV, où il est relié au réseau Platte, à Casper (Wyoming), en vue de livraisons jusque dans la partie méridionale du PADD II.

6.2.1 *Enbridge Pipelines*

Enbridge dispose du plus important réseau pipelinier au Canada. Quand on y greffe le pipeline Lakehead aux États-Unis, il s'agit du plus long réseau d'oléoducs du monde. Il consiste en des canalisations multiples d'une capacité totale de 292 500 m^3/j (1,8 Mb/j). En plus de livrer du pétrole brut de l'Ouest canadien, Enbridge se charge d'en acheminer en provenance de l'Est du Canada et de l'étranger vers Sarnia (Ontario) à partir de Montréal par la voie de la canalisation 9 du pipeline Portland-Montréal.

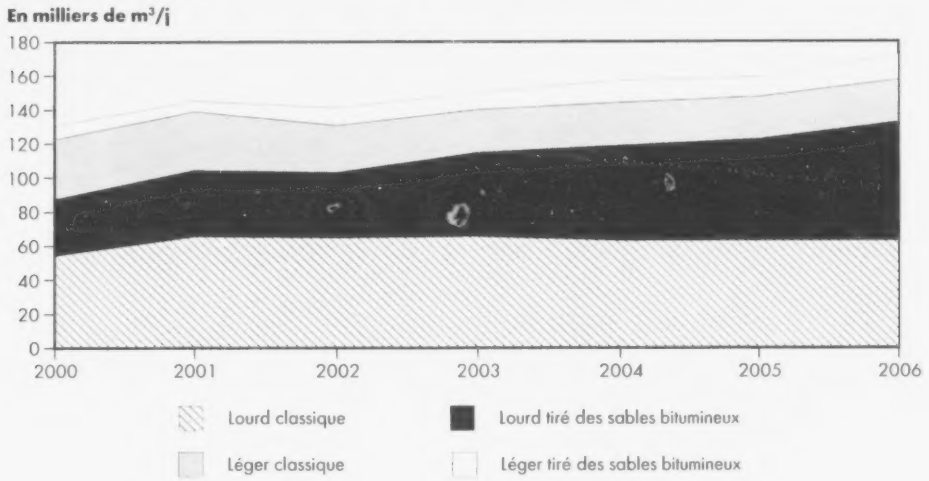
La figure 6.3 montre les volumes d'exportation d'Enbridge selon les types de bruts. Depuis l'an 2000, la progression attribuable au pétrole lourd tiré des sables bitumineux (bitume et pétrole lourd synthétique) et au pétrole léger tiré de ces mêmes sables (pétrole léger synthétique) a été constante.

La réduction des expéditions de pétrole léger classique a été compensée par une augmentation des envois de pétrole lourd, ce qui a parfois mené à des périodes de répartition. La phase III du projet d'agrandissement de Terrace ajoutera 39 000 m^3/j (246 kb/j) à la capacité de transport de pétrole lourd grâce à l'affectation de la canalisation 3 au pétrole lourd plutôt qu'au pétrole léger et vice versa pour la canalisation 2. On s'attend que cet échange de canalisations surviendra en octobre-novembre 2005.

Les projets d'inversion du sens de l'écoulement Spearhead et d'un pipeline de 20 pouces de Mobil assureront respectivement l'accès aux marchés de la région méridionale du PADD II et de la CAGM. Les expéditions de pétrole brut lourd devraient augmenter sur le réseau d'Enbridge avec la prise

FIGURE 6.3

Volumes d'exportation sur la canalisation principale d'Enbridge



d'engagements, pour les deux canalisations, de 17 480 m³/j (110 kb/j) au total. Mobil prévoit que les travaux d'inversion seront menés à terme au quatrième trimestre de 2005 tandis qu'Enbridge vise janvier 2006 pour l'entrée en exploitation du pipeline Spearhead.

La canalisation 9 est actuellement utilisée à capacité et il y a eu des périodes de répartition. On s'attend que le fonctionnement à capacité se poursuivra jusqu'à la fin de 2006, en dépit de la fermeture de la raffinerie de Petro-Canada à Oakville (Ontario) en avril 2005.

6.2.2 *Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. (TPTM)*

TPTM est un réseau à canalisation unique qui transporte du pétrole brut, des alkylats et des produits pétroliers raffinés. La plus grande partie du pétrole brut est accueillie sur le réseau à Edmonton, mais certains volumes peuvent aussi provenir de la Colombie-Britannique et être transportés à partir de Kamloops. TPTM a récemment mené à terme un projet d'agrandissement de faible envergure qui a permis d'accroître sa capacité de transport de 4 300 m³/j (27 kb/j). Cet accroissement profitera principalement au pétrole brut léger.

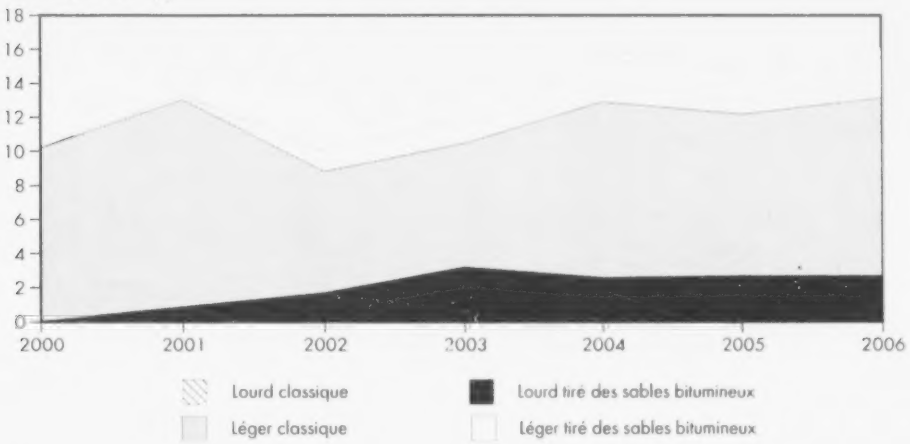
La figure 6.4 montre que, de tout temps, le réseau de TPTM a surtout servi au transport de pétrole léger classique. Cependant, depuis cinq ans, il achemine des volumes croissants de bitume fluidifié. Ces volumes sont surtout destinés au terminal maritime Westridge à des fins de transport par pétrolier jusqu'en Californie ou en Asie ou encore vers la CAGM.

Une hausse de la demande de la part des raffineries de l'État de Washington pour le brut léger, de concert avec des envois plus importants de pétrole lourd, a donné lieu à une période de répartition qui persiste depuis 18 mois. Il est prévu que TPTM continuera de fonctionner à plein régime jusqu'à la fin de 2006.

La première étape du projet d'agrandissement Trans Mountain (TMX) de Terasen Pipelines Inc. haussera la capacité de 5 560 m³/j (35 kb/j). L'entrée en service est envisagée pour avril 2007.

FIGURE 6.4

Volumes d'exportation sur le réseau de Terasen Pipelines (Trans Mountain)



6.2.3 *Oléoduc d'Express*

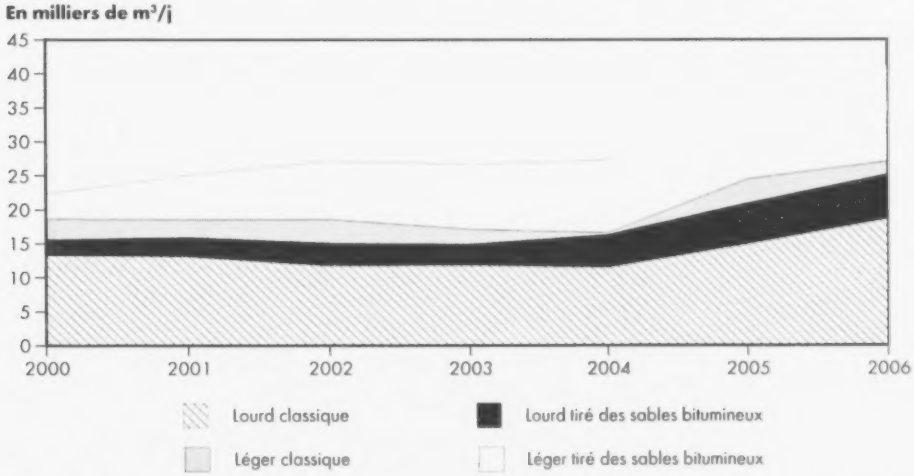
Le réseau d'Express a été construit en 1997 afin d'élargir les marchés pour le brut de l'Ouest canadien en lui assurant un meilleur accès au PADD IV et à la partie méridionale du PADD II. À la différence d'Enbridge et de TPTM, 85 % de la capacité d'Express est accaparée par le transport contractuel.

L'arrivée à maturité du BSOC a mené à la compression, sur le réseau d'Express, des envois de pétrole léger et de pétrole lourd classiques alors que les bruts tirés des sables bitumineux y ont pris davantage de place.

À l'origine, Express avait une capacité de 27 320 m³/j (172 kb/j), qui a été portée à ~~44~~ 800 m³/j (282 kb/j) en avril 2005. Avant l'expansion, le pipeline fonctionnait à capacité. On prévoit un

FIGURE 6.5

Volumes d'exportation sur le réseau d'Express



fonctionnement à 90 % de la capacité pendant le reste de 2005 et il n'y a eu, pour le moment, aucune annonce d'un projet futur d'agrandissement.

6.3 Perspectives

À court terme, les projets d'accroissement de la capacité pipelinière visant le transport du pétrole brut de l'Ouest canadien comprennent :

- l'agrandissement du réseau d'Express, menée à terme en avril 2005, pour en porter la capacité à ~~+1~~ 800 m^3/j (282 kb/j);
- les projets d'inversion du sens de l'écoulement du pipeline Spearhead d'Enbridge et d'un pipeline de 20 pouces de Mobil, respectivement vers la région méridionale du PADD II et la CAGM. Mobil prévoit que les travaux d'inversion seront menés à terme au quatrième trimestre de 2005 tandis qu'Enbridge vise janvier 2006 pour l'entrée en exploitation du pipeline Spearhead;
- le projet d'agrandissement Trans Mountain (TMX1) de Terasen pour hausser la capacité de 5 560 m^3/j (35 kb/j), qui pourrait être mené à bon port d'ici avril 2007.

Le tableau 6.1 donne quelques chiffres au sujet de propositions de pipelines d'exportation d'envergure.

L'industrie a indiqué que la croissance de la production tirée des sables bitumineux exigera des ajouts importants aux réseaux en place ou la construction de nouveaux oléoducs d'ici 2010.

Enbridge Pipelines Inc. propose de construire le pipeline Gateway entre Edmonton et un port en eaux profondes, à Kitimat ou Prince Rupert (Colombie-Britannique). Cette nouvelle canalisation d'un diamètre de 30 pouces aurait une capacité nominale de 63 500 m^3/j (400 kb/j). Enbridge a conclu un protocole d'entente (PE) avec PetroChina International Company Limited au sujet de la construction de ce pipeline. Elle aidera la société chinoise à obtenir des approvisionnements de pétrole brut à long terme.

Par ailleurs, Enbridge a annoncé que des travaux s'imposeront également sur sa canalisation principale au Canada dans le cadre du programme d'accès méridional. Le programme suggère une démarche en quatre étapes prévoyant un agrandissement de la canalisation principale dès le milieu de 2008 pour la phase I. Cette dernière porte sur le désengorgement des canalisations 3 et 4 grâce à un ajout de capacité de 19 000 m^3/j (120 kb/j). Une démarche à quatre volets est également envisagée à la sortie

TABLEAU 6.1

Propositions de pipelines d'exportation d'envergure

	Accroissement de la capacité (en m^3/j)	Date d'achèvement prévue
Terasen (TPTM TMX1) Phase 1	5 560	Fin 2006
Phase 2	6 340	Milieu 2008
Terasen (TPTM TMX2 - prolongement au sud)	15 900	2009
Terasen (TPTM TMX3 - prolongement au sud)	63 500	2010
Terasen (TPTM - prolongement au nord)	87 400	2010
Enbridge (Gateway)	63 600	Milieu 2010
Enbridge (canalisation principale) Phase I	19 000	Milieu 2008
TransCanada PipeLines (Keystone)	63 500	2008 ou 2009

de Superior, au titre de laquelle la canalisation 14 serait doublée, puis des stations de pompage seraient ajoutées à la canalisation 6, pour une augmentation de la capacité de 20 000 m^3/j (125 kb/j). Au total, la capacité ajoutée au Canada au titre de ce programme avoisinerait les 50 000 m^3/j (315 kb/j) et 62 500 m^3/j (395 kb/j) à la sortie de Superior.

La démarche en deux volets adoptée dans le cadre du projet TMX1 de Terasen permettrait d'ajouter en tout 11 900 m^3/j (75 kb/j) à la capacité d'ici 2008. La société a proposé deux tracés facultatifs pour expansion future. Ces deux tracés exigent de mener à terme le projet TMX1. Le prolongement au sud envisagé aux étapes TMX2 et TMX3 porterait le réseau jusqu'à Burnaby (Colombie-Britannique). À toutes fins utiles, il s'agirait de doubler l'ensemble du réseau en vue de la ségrégation des produits sur une des canalisations. Le prolongement au nord incorporerait la construction d'une nouvelle canalisation à partir de Valmont (Colombie-Britannique) jusqu'au port de Kitimat ou de Prince Rupert, également en Colombie-Britannique. La capacité totale envisagée pour le projet, sans égard à l'option privilégiée, serait de 127 000 m^3/j (850 kb/j).

TransCanada Corporation a rendu public son projet pipelinier Keystone en février 2005. Le but visé est le transport de 63 500 m^3/j (400 kb/j) de pétrole brut lourd de Hardisty (Alberta) jusqu'à Wood River / Patoka (Illinois). La société propose de modifier un gazoduc existant au Canada afin de lui permettre d'acheminer du pétrole, puis de construire un nouveau pipeline, de la frontière entre le Canada et les États-Unis jusqu'à Wood River / Patoka.

SUR LE WEB

Association canadienne de pipelines d'énergie
http://www.cepa.com/Index.aspx?page_guid=3B002ED5-4E32-4F00-8EBE-2BC89C01D5B6

Enbridge Inc.
http://www.enbridge.com/

Terasen Inc.
http://www.terasen.com/Inc/Default.htm

TransCanada Pipelines Inc.
http://www.transcanada.com/

PRODUITS PÉTROLIERS

7.1 Introduction

Il existe 19 raffineries en exploitation au Canada. Une d'entre elles produit de l'asphalte, une autre des produits pétrochimiques. Les 17 autres produisent un large éventail de produits pétroliers raffinés. L'emplacement des raffineries canadiennes est illustré à la figure 7.1. En général, elles ont été construites dans le but d'approvisionner des marchés régionaux, mais cela n'empêche pas certains échanges interprovinciaux et même internationaux.

La figure 7.2 montre que la capacité de raffinage canadienne a connu une croissance modérée ces dernières années tandis que l'utilisation de cette capacité est demeurée relativement élevée.

Aucun agrandissement majeur des raffineries n'est prévu en 2005 et 2006. Pendant la période visée par le présent rapport, on suppose qu'un « réglage progressif » permettra d'ajouter 1 % à la capacité chaque année et les taux d'utilisation devraient normalement demeurer au-dessus de la barre des 90 %.

Afin de se conformer à la réglementation adoptée par Environnement Canada en vue de la réduction de la teneur en soufre des carburants (tableau 7.1), les raffineries envisagent des investissements estimatifs de 5,3 milliards de dollars d'ici la fin de 2010.

FIGURE 7.1

Raffineries au Canada (en milliers de m^3/j)

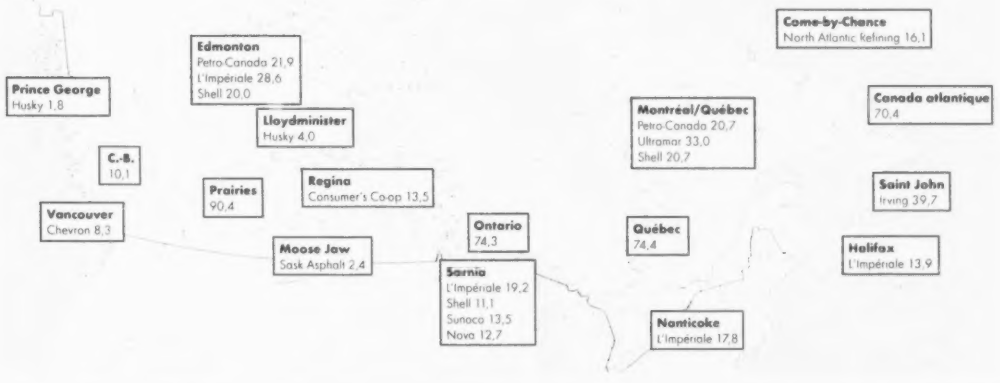


FIGURE 7.2

Capacité de raffinage au Canada et utilisation

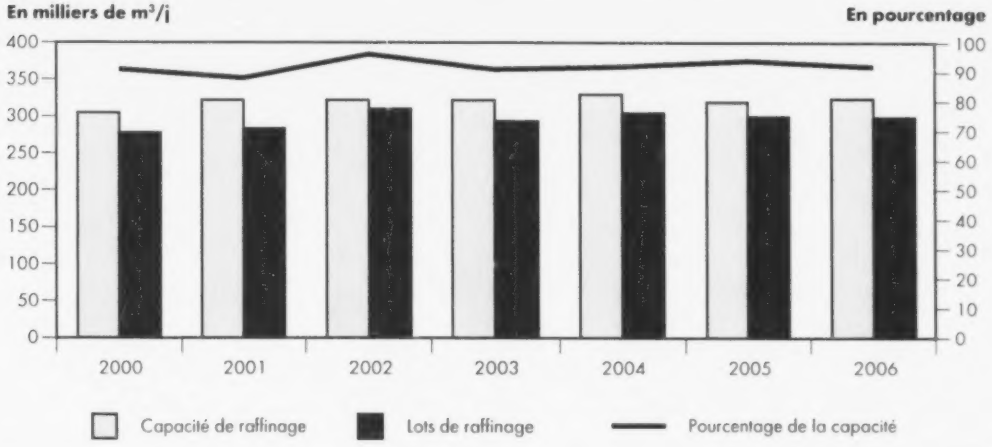


TABLEAU 7.1

Teneur en soufre ciblée pour les carburants

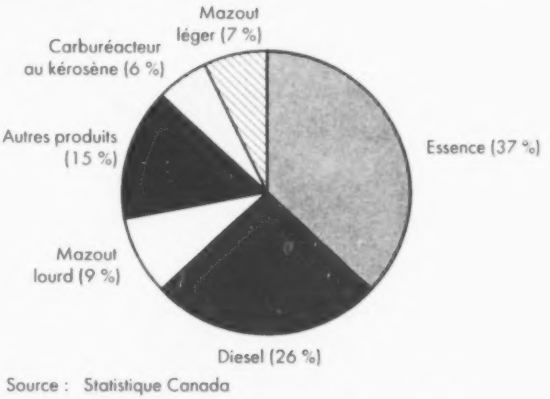
Essence	30 ppm	2005
Diesel pour véhicules routiers	15 ppm	2006
Diesel pour véhicules de chantier	500 ppm	2007
Diesel pour véhicules de chantier	15 ppm	2010
Mazout de chauffage	1 000 ppm	2010

7.2 Tendances de la demande de produits pétroliers au pays

Au moment de la transformation du pétrole brut, les hydrocarbures sont triés, divisés, puis réunis selon de nouvelles combinaisons avant d'être mélangés à nouveau, aux raffineries et aux usines pétrochimiques, en vue d'être utilisés dans une multitude de produits, allant de l'essence au caoutchouc synthétique. Les ventes de produits pétroliers raffinés au pays sont présentées à la figure 7.3. Les carburants de transport, qui comprennent le carburéacteur, l'essence et le diesel, représentent presque 70 % de ces ventes au pays. Les pourcentages indiqués peuvent varier selon la saison. En été, les raffineries produisent davantage d'essence et d'asphalte, tandis qu'en hiver, la production de combustible de chauffage et de mazout léger augmente.

FIGURE 7.3

Ventes de produits pétroliers raffinés au pays – Mars 2005

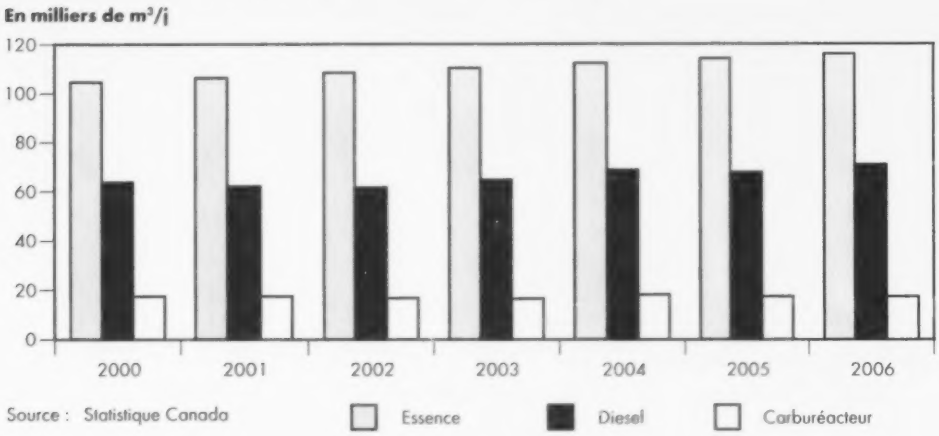


Source : Statistique Canada

La figure 7.4 illustre les ventes d'essence, de diesel et de carburéacteur pour la période allant de 2000 à 2004, et une projection des ventes de 2006. Entre 2000 et 2004, les ventes d'essence ont augmenté de plus de 7 % et celles

FIGURE 7.4

Ventes d'essence, de diesel et de carburéacteur au pays



de diesel de presque 8 %. La demande de carburéacteur a diminué après les attentats terroristes de septembre 2001 et la propagation du SRAS en Asie et au Canada.

La forte demande de carburants de transport est le résultat d'une robuste croissance économique, d'une augmentation du revenu personnel disponible et, dans le cas de l'essence et du diesel, d'un goût toujours prononcé des consommateurs pour les véhicules utilitaires sport. Pendant la période visée, rien n'a changé à l'égard des niveaux d'économie de carburant. À ce jour, la croissance de la demande de diesel et d'essence donne du poids à l'argument voulant que les prix n'aient pas encore atteint les niveaux requis pour modifier de façon importante les habitudes de conduite, bien que l'on constate les premiers signes d'un changement.

Le nombre croissant de véhicules et leur grosseur accrue sont des facteurs de pollution de l'air. Dans cette optique, les gouvernements provinciaux et fédéral sont en faveur de l'intégration d'éthanol dans l'essence, au point parfois de l'imposer, afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES). Les cinq usines d'éthanol au Canada produisent chaque année quelque 190 millions de litres d'éthanol anhydre pouvant être mélangé à l'essence. En 2003, la consommation d'éthanol était estimée à 280 millions de litres. Le Programme d'expansion de l'éthanol (PEÉ) dévoilé le 12 août 2003 par le gouvernement fédéral vise à accroître la production et l'utilisation de ce produit au Canada. Dans sa première phase, le programme a contribué un total de 78 millions de dollars.

À ce jour, 11 projets ont été approuvés, pour une production estimative de 1,2 milliard de litres d'éthanol par année d'ici la fin de 2007. Dans le cadre de son plan sur les changements climatiques, le gouvernement fédéral souhaite que 35 % de toute l'essence produite renferme de l'éthanol d'ici 2010. La Saskatchewan, le

Que sont les biocarburants?

- Les biocarburants sont composés de produits biologiques.
- L'éthanol est un alcool commercial produit à partir de grains et de fibres cellulosiques.
- En cours de production et d'utilisation, l'éthanol peut être à l'origine d'une diminution des GES de 40 % dans le cas des grains et de 80 % dans celui des fibres cellulosiques.
- Le biodiésel est un carburant diesel de remplacement obtenu à partir d'huiles végétales et de graisses animales.
- L'éthanol peut être mélangé à l'essence tandis que le biodiésel peut être incorporé dans du diesel.

Quatre composantes clés des prix de l'essence au détail

1. Le coût du pétrole brut acheté par les raffineries.
2. La marge de raffinage, c'est à-dire le prix de gros de l'essence moins le coût du pétrole brut. Cette marge doit tenir compte de tous les frais fixes et variables associés à l'exploitation d'une raffinerie.
3. La marge de commercialisation, c'est-à-dire le prix au poste d'essence – sans les taxes – moins le prix de gros. Le montant ainsi obtenu est affecté au transport du produit et aux activités liées à sa vente (tous les coûts associés à l'exploitation d'une station-service et à l'approvisionnement ainsi que le bénéfice tiré par le détaillant et le fournisseur).
4. Les taxes fédérales et provinciales.

Manitoba et l'Ontario ont proposé des lois visant à étendre la présence d'éthanol dans le stock d'essence. L'Ontario propose aussi l'adoption de dispositions législatives portant sur des volumes obligatoires de biodiésel.

Le pétrole brut compte pour environ la moitié du prix au détail de l'essence. La figure 7.5 montre bien que les prix de gros et au détail de l'essence suivent de près ceux du pétrole brut. En moyenne, entre 2000 et 2005, les prix au détail s'établissaient à presque 75 cents le litre et les prix de gros à presque 40 cents le litre. Les prix de l'essence ne sont habituellement pas réglementés et suivent les mouvements haussiers ou baissiers associés aux conditions du marché. Cependant, à l'île du Prince-Édouard et à Terre-Neuve, le prix de l'essence au poste de distribution est réglementé. Même si rien n'indique que les prix sont moins élevés dans les marchés réglementés, on semble tout de même y dénoter une moins grande volatilité.

Avec l'augmentation des prix du pétrole brut et compte tenu de perspectives d'un prix supérieur à 50 $US le baril pour le WTI, il faut s'attendre que les prix de l'essence au Canada demeureront élevés et seront supérieurs, en moyenne, à 80 cents le litre jusqu'à la fin de 2006.

La figure 7.6 illustre les ventes de produits pétroliers raffinés au pays pour la période allant de 2000 à 2004. En général, la demande pour l'ensemble de ces produits a augmenté, parallèlement à la forte croissance de l'économie canadienne. On s'attend que cette tendance se poursuivra jusqu'à la fin de 2006.

FIGURE 7.5

Prix de l'Edmonton Par comparé aux prix moyens de gros et au détail de l'essence au Canada

En cents CAN/L

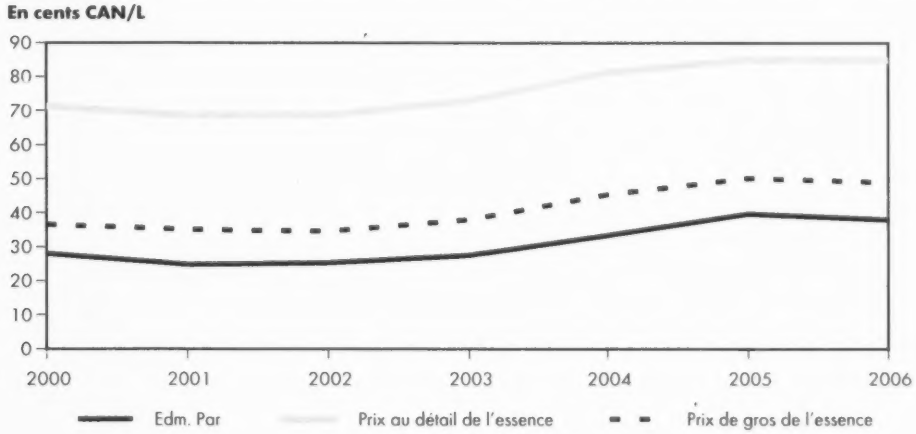
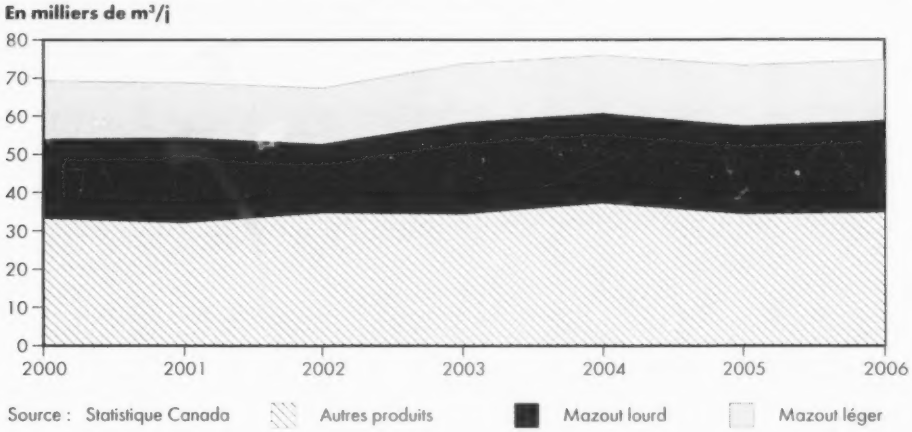


FIGURE 7.6

Ventes de mazouts léger et lourd ainsi que d'autres produits pétroliers au pays



Le mazout léger est principalement utilisé à des fins de chauffage en Ontario et dans l'Est du Canada, dans des régions où l'accès au gaz naturel est limité. Comme, depuis cinq ans, les températures se sont généralement situées dans la normale ou au-dessus de celle-ci, les volumes des ventes ont été stables. On ne s'attend à aucune croissance des ventes de mazout de chauffage d'ici la fin de 2006.

Le mazout lourd est surtout utilisé par l'industrie lourde en Colombie-Britannique, au Québec et en Ontario, de même que pour la production d'électricité au Nouveau-Brunswick et en Nouvelle-Écosse. Certains utilisateurs industriels disposent d'une capacité de substitution de combustible faisant augmenter la demande lorsque les prix du gaz naturel montent, en particulier pendant la saison froide. Les avantages du gaz naturel pour l'environnement continue de jouer en défaveur de la croissance de la demande de mazout lourd. Les autres produits comprennent la charge d'alimentation pétrochimique, l'asphalte, le coke, les gaz de pétrole liquéfié (GPL), les huiles lubrifiantes et les graisses. La demande pétrochimique représente la composante la plus importante dans cette catégorie. Une solide croissance économique a poussé vers le haut la demande pétrochimique. L'ÉMÉ produite par l'Office en octobre 2005 et intitulée *Perspectives à court terme du gaz naturel et des liquides de gaz naturel jusqu'en 2006* comprend une analyse détaillée de l'offre, des prix et des marchés pour le gaz naturel et les liquides de gaz naturel (LGN). D'ici la fin de 2006, la demande devrait normalement demeurer stable dans la catégorie des autres produits.

7.3 Incidence des prix élevés du pétrole

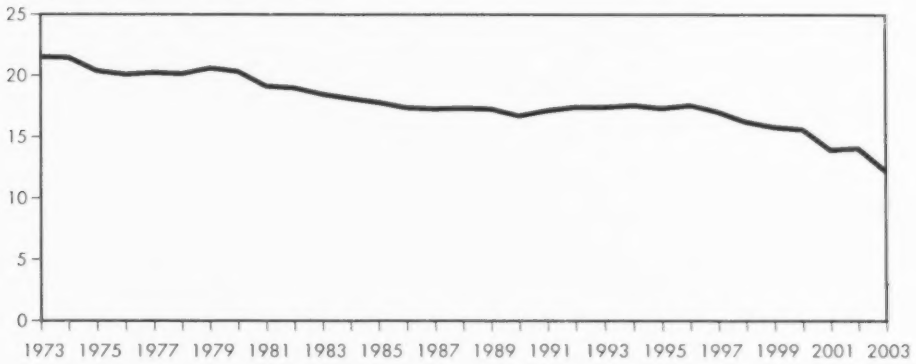
Les marchés pétroliers sont régis par une demande à l'échelle mondiale. De nos jours, comme le pétrole se trouve en plein cœur de tout le complexe énergétique, des prix plus élevés font généralement augmenter ceux du gaz naturel et de l'électricité. Ainsi, la montée des prix du pétrole entraîne une hausse du coût de l'énergie et des produits pétroliers en tant que facteur de production. Sous ce rapport, les coûts élevés de l'énergie contribuent à l'inflation et au chômage, en plus d'éventuellement menacer la croissance économique.

Règle générale, les économies des pays développés comme le Canada et les États-Unis sont moins sensibles aux prix du pétrole qu'elles ne l'étaient auparavant étant donné que la consommation énergétique par unité du produit intérieur brut (PIB) a régressé. La figure 7.7 montre que la consommation d'énergie au Canada, par dollar de PIB, a chuté d'environ 35 % depuis 1973. Pendant

FIGURE 7.7

Consommation d'énergie par dollar de PIB canadien

Gigajoules par dollar de PIB de 1986



la même période, le pourcentage des dépenses personnelles à ce chapitre au pays (dans les foyers et pour les véhicules) comparativement aux dépenses de consommation totales affiche un recul similaire.

Les économistes ne s'entendent pas sur la question de savoir si, en sa qualité d'exportateur net de pétrole, le Canada profite de la flambée des prix. Un accroissement des prix de l'énergie représente un transfert de richesse des nations qui importent à celles qui exportent, transfert qui devient plus prononcé au Canada avec les augmentations de la production pétrolière et des exportations énergétiques qui s'ensuivent. Le débat est le suivant : les gains économiques réalisés dans les provinces productrices de l'Alberta, de la Saskatchewan et de Terre-Neuve suffisent ils à neutraliser la diminution du revenu disponible des citoyens et l'accroissement des coûts infligé aux industries énergivores, par exemple dans les provinces du Canada central, qui évoluent dans le secteur manufacturier et qui exportent leurs produits?

Pour l'industrie manufacturière, les prix élevés de l'énergie compriment le bénéfice et exercent des pressions sur les flux de trésorerie des sociétés, ce qui pourrait entraîner le sous-investissement et réduire la capacité de production future. Les sociétés canadiennes doivent généralement composer avec les mêmes prix élevés de l'énergie que leurs concurrents ailleurs dans le monde, mais compte tenu de l'appréciation du dollar canadien, les prix de l'énergie au pays n'ont pas augmenté autant que ceux aux États-Unis. Par conséquent, les sociétés canadiennes qui exportent vers les États-Unis pourraient profiter d'un avantage réel sur le plan des coûts. La figure 7.8 indique le prix du WTI à Cushing (Oklahoma), après redressement en fonction de l'appréciation de la valeur du dollar canadien et de l'euro par rapport au dollar américain. Depuis janvier 2002, en dollars canadiens, le WTI a augmenté de 220 % tandis que cette augmentation atteint presque 285 % aux États-Unis.

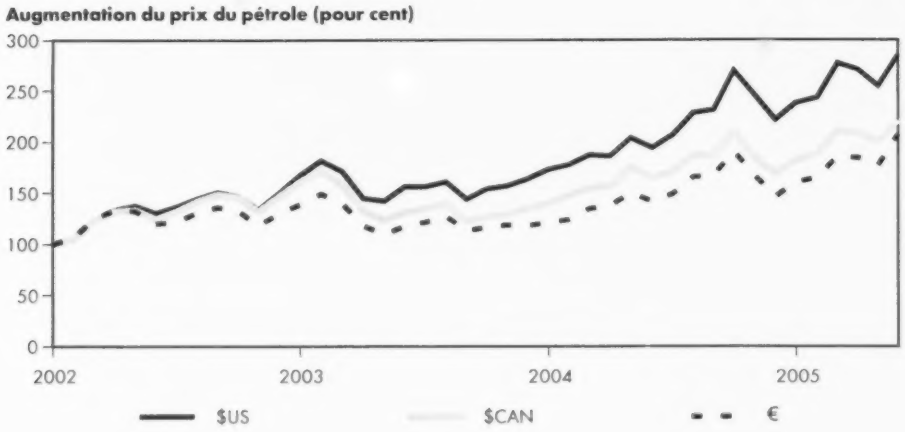
À long terme, si les prix élevés du pétrole persistent, industries et consommateurs seront incités à investir dans des technologies éconergiques.

7.4 Perspectives

On s'attend qu'une forte croissance économique et que la demande qui s'ensuivra pour les produits pétroliers maintiendront à des niveaux très élevés, soit autour de 90 %, les taux d'utilisation des raffineries. D'ici la fin de la période étudiée dans le présent rapport, il n'y a aucun projet majeur d'agrandissement de raffinerie.

FIGURE 7.6

Incidence des devises sur les prix du WTI



Depuis 2003, la demande d'essence et de diesel au pays ne semble pas avoir été touchée par la hausse des prix. On prévoit une croissance modérée de la demande pour ces deux carburants en 2005 et 2006.

Pour le Canada dans son ensemble, les retombées économiques nettes des prix accrus du pétrole ne sont pas claires. Même si les provinces productrices profitent des prix élevés, ces derniers entraînent une réduction du revenu réel des consommateurs et sont à l'origine d'importantes contraintes commerciales pour nombre d'industries canadiennes. Des investissements dans les technologies éconergiques sont à prévoir à plus long terme si les prix de l'énergie ne baissent pas.

SUR LE WEB

Institut canadien des produits pétroliers
http://www.cppi.ca/

Centre info-énergie
http://www.centreinfo-energie.com/silos/ET-CanEn01.asp

Association canadienne des carburants renouvelables
http://www.greenfuels.org/index.htm

Gouvernement du Canada – Changements climatiques
http://www.climatechange.gc.ca/francais/

Environnement Canada
http://www.ec.gc.ca

CONCLUSIONS

La forte croissance de l'économie mondiale et la demande de pétrole brut qui en découle devraient normalement continuer de régir les marchés pétroliers jusqu'à la fin de 2006 en maintenant les prix du pétrole autour de 50 $US le baril. Des pénuries de produits, les conditions météorologiques ou une interruption de l'offre de brut pourraient bien propulser les prix du pétrole vers de nouveaux sommets tandis qu'il faudrait un recul considérable de la demande pour rabaisser les prix sous les 40 $US le baril.

Le Canada occupe le huitième rang sur la scène mondiale parmi les pays producteurs de pétrole brut et cette production augmente en raison de la robustesse des marchés pétroliers, qui incite à l'investissent dans les sables bitumineux et les gisements au large de Terre-Neuve. D'ici la fin de 2006, il est projeté que la production canadienne totale dépassera de 13 % les niveaux atteints en 2004 et se situera à 458 000 m^3/j (2,9 Mb/j). Les membres de l'industrie collaborent en vue de trouver de nouveaux marchés et d'élargir la capacité pipelinière dans le contexte d'une production toujours plus importante tirée des sables bitumineux. Il est concevable que d'ici la fin de 2006, une demande en vue de la construction d'un grand pipeline d'exportation soit déposée auprès de l'Office.

Depuis 2003, la demande d'essence et de diesel au pays ne semble pas avoir été beaucoup touchée par la hausse des prix. On prévoit une croissance modérée de la demande pour ces deux carburants en 2005 et 2006, même si, tel qu'attendu, les prix au poste de distribution devaient demeurer aux niveaux élevés actuels.

Recommandation

Pour le Canada dans son ensemble, les retombées économiques nettes de prix accrus du pétrole ne sont pas claires. Même si les provinces productrices profitent des prix élevés, ces derniers entraînent une réduction du revenu réel des consommateurs et sont à l'origine d'importantes contraintes commerciales pour nombre d'industries canadiennes. Sous ce rapport, l'ONÉ recommande que tous les ordres de gouvernement continuent de collaborer en vue d'un meilleur accès, de la part du grand public et de l'industrie, à des données et des analyses de qualité.

GLOSSAIRE

Amont-pendage, aval-pendage	Point situé plus haut sur une surface ou un plan inclinés. Dans un gisement d'hydrocarbures incliné (dont les strates ne sont pas horizontales) qui renferme du gaz, du pétrole et de l'eau, le point de contact entre le gaz et le pétrole est en aval-pendage par rapport au gaz, puis le point de contact entre le pétrole et l'eau est encore plus en aval-pendage.
Baril	Un baril équivaut approximativement à 0,159 mètre cube ou 158,99 litres ou encore 35 gallons impériaux.
Bitume (naturel)	Mélange très visqueux constitué principalement d'hydrocarbures plus lourds que les pentanes. À l'état naturel, le bitume n'est pas habituellement récupérable à une échelle commerciale à partir d'un puits parce que trop visqueux pour s'écouler.
Bitume fluidifié	Bitume mélangé avec des fractions pétrolières légères en vue d'abaisser sa viscosité et sa densité pour respecter les exigences techniques du transport par pipeline.
Bruts de référence	West Texas Intermediate (WTI), Dubaï (Proche-Orient) et Brent (Royaume-Uni).
Catalyseur	Substance à l'origine d'un taux de réaction chimique ou biochimique plus élevé, sans modification permanente de la composition chimique.
CO	Monoxyde de carbone.
CO_2	Dioxyde de carbone.
Coke	Résidu solide noirâtre constitué de carbone résultant de l'extraction des hydrocarbures utiles du bitume.
Combustibles fossiles	Sources de combustibles à base d'hydrocarbures comme le charbon, le gaz naturel, les liquides de gaz naturel et le pétrole.
Condensat	Mélange liquide, constitué surtout de pentanes et d'hydrocarbures lourds, récupéré dans des séparateurs, des laveurs ou d'autres installations de collecte ou encore à l'entrée d'une usine de traitement de gaz naturel avant le traitement du gaz.

Coût de l'offre	Ensemble des coûts liés à l'exploitation d'une ressource, exprimé en coût moyen par unité de production pendant toute la durée d'un projet. Comprend les coûts d'immobilisations liés à l'exploration, à la mise en valeur et à la production, les coûts d'exploitation, les impôts, les redevances et un taux de rendement au producteur.
Craquage catalytique	Procédé qui consiste à scinder de grosses molécules complexes d'hydrocarbures en molécules plus petites et plus légères grâce à l'utilisation de la chaleur alliée à celle d'un catalyseur.
Craquage	Procédé qui consiste à scinder les grosses molécules complexes d'hydrocarbures en molécules plus petites et plus légères.
DilBit	Bitume dont la viscosité a été réduite grâce à l'ajout d'un diluant (ou d'un solvant), par exemple, condensat ou naphte.
DilSynBit	Nouveau mélange de bitume, de condensat et de pétrole brut synthétique dont les propriétés sont semblables à celles du brut sulfureux moyen. On le retrouve actuellement dans le réseau de Cold Lake.
Diluant	Hydrocarbure léger, habituellement un C5+, mélangé au pétrole brut lourd ou au bitume pour faciliter son transport par pipeline.
Distillat	Fraction de pétrole brut, ce terme se rapporte habituellement au naphte, au diesel, au kérosène et aux mazouts.
Exploitation minière intégrée	Exploitation alliant extraction et valorisation alors que les sables bitumineux sont extraits à ciel ouvert. Le bitume est séparé du sable et raffiné.
Fondrière	Marécage occupé par une accumulation de matières organiques en décomposition d'une épaisseur de un à trois mètres et recouvrant le mort-terrain. Les fondrières favorisent la croissance d'arbres à enracinement superficiel, comme les épinettes noires et les mélèzes d'Amérique.
Gisement	Formation rocheuse souterraine, poreuse et perméable, renfermant un dépôt naturel de pétrole brut délimité par des roches imperméables ou une nappe d'eau.
Hydrocarbures aromatiques	Syntagme se rapportant à des composés qui renferment au moins un cycle à six atomes de carbone, avec liaisons doubles carbone-hydrogène en alternance (en écho). Le benzène, le toluène et le xylène sont des exemples d'hydrocarbures aromatiques courants.
Hydrocarbures	Composés organiques chimiques constitués d'atomes d'hydrogène et de carbone qui sont à la base de tous les produits pétroliers. Les hydrocarbures peuvent se présenter sous forme liquide, solide ou gazeuse.

Hydrocraquage	Scission de chaînes d'hydrocarbures en molécules plus petites, en présence d'hydrogène et d'un catalyseur comme le platine. Le produit final est une essence de grande qualité et d'autres hydrocarbures légers.
Hydrotraitement	Procédé utilisé pour saturer les oléfines et améliorer la qualité de la veine d'hydrocarbures. Il permet d'éliminer les impuretés comme l'azote, le soufre et divers métaux, en présence d'un catalyseur et d'hydrogène.
Indice de cétane	Nombre qui désigne le pourcentage de cétane pur dans un mélange cétane–alphaméthylnapthalène qui exprime l'aptitude à l'auto-inflammation d'un combustible diesel. Cet indice, utilisé pour les combustibles de distillat moyen, s'apparente à l'indice d'octane pour l'essence.
Injection de fluides miscibles	Expression qui regroupe l'ensemble des processus prévoyant l'injection de gaz miscibles dans un gisement en vue d'en tirer davantage de pétrole.
Miscible	Qui a la propriété de se mélanger avec une autre substance en un tout homogène. Les liquides et gaz d'hydrocarbures sont généralement miscibles.
PADD	Acronyme pour Petroleum Administration for Defense District qui définit les régions commerciales pour le pétrole brut aux États-Unis.
Pétrole brut classique	Pétrole brut techniquement et économiquement récupérable dans un puits avec des moyens de production courants, sans qu'il soit nécessaire de modifier sa viscosité naturelle.
Pétrole brut léger	Terme désignant généralement le pétrole brut de masse volumique inférieure à 900 kg/m^3. Également, un terme collectif pour le pétrole brut léger classique, le pétrole lourd valorisé et les C5+.
Pétrole brut lourd	Terme désignant généralement un pétrole brut de masse volumique supérieure à 900 kg/m^3.
Pétrole brut non classique	Pétrole brut qui n'est pas considéré comme du pétrole brut classique (p. ex., le bitume).
Pétrole brut synthétique	Mélange d'hydrocarbures semblable au pétrole brut léger non corrosif, obtenu par valorisation du bitume naturel ou du pétrole brut.
Pétrole brut valorisé	Terme désignant généralement le bitume naturel et le pétrole brut lourd après valorisation. Synonyme de pétrole brut synthétique.
Potentiel ultime de ressources	Estimation de toutes les ressources récupérables ou commercialisables à un moment donné, compte tenu des caractéristiques géologiques et des progrès technologiques prévus.

Prix réel	Prix d'un produit rectifié pour tenir compte de l'inflation. Dans le présent rapport, la plupart des prix réels sont exprimés en dollars de 2003.
Produits pétroliers résiduels	Regroupent l'asphalte, le goudron, le coke et les mazouts lourds.
Puits horizontal	Segment de puits dévié par rapport à la verticale pour longer horizontalement la zone productive. Il s'agit de la partie du puits de forage qui s'écarte de 80 degrés ou plus de la verticale.
Récupération assistée des hydrocarbures	Toute méthode permettant de tirer davantage de pétrole d'un réservoir que cela n'aurait été le cas par appauvrissement naturel.
Récupération assistée	Récupération de pétrole brut par un procédé de production autre que la récupération primaire.
Récupération in situ	Processus de récupération du bitume naturel des sables bitumineux par un moyen autre que l'extraction à ciel ouvert.
Récupération primaire	Extraction du pétrole brut au moyen de la seule énergie naturelle du gisement et de techniques de pompage.
Répartition	Méthode d'attribution de la différence entre le volume total appelé et la capacité d'un pipeline, lorsque cette dernière est inférieure au volume total appelé.
Réserves établies	Somme des réserves prouvées et de la moitié des réserves probables.
Réserves établies initiales	Réserves établies avant déduction de toute production.
Réserves prouvées	Réserves récupérables au moyen de techniques courantes, en fonction des conditions économiques actuelles et prévues, dont l'existence a été prouvée de façon précise par des forages, des essais ou de la production.
Réserves restantes	Différence entre les réserves initiales et la production cumulative, à un moment donné.
Ressources en place	Volume brut de pétrole que l'on a estimé se trouver initialement dans un gisement, avant toute production et indépendamment de la quantité qui sera effectivement récupérée.
Ressources récupérables	La portion du potentiel ultime de ressources qui est récupérable selon les conditions économiques et techniques prévues.
Sables bitumineux	Gisements de sable ou d'autres roches renfermant du bitume. Chaque particule de sable bitumineux est recouverte d'une couche d'eau et d'une fine pellicule de bitume.
Séparation	Procédé propre à l'industrie des sables bitumineux, qui consiste à séparer le bitume de ces sables.

SGSIV	Séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur. Technique de stimulation par la vapeur de puits horizontaux au titre de laquelle le bitume s'écoule par gravité dans le puits de production. Contrairement à la stimulation cyclique par la vapeur d'eau, l'injection de vapeur se fait en continu et en même temps que la production.
Stimulation cyclique par la vapeur (SCV)	Méthode de récupération du bitume d'un gisement chauffé par injection de vapeur d'eau, ce qui diminue la viscosité du pétrole et augmente la pression de production. Le pétrole est produit par cycles, chacun débutant par une période d'injection de vapeur d'eau dans un puits qui, par la suite, devient producteur.
SynBit	Mélange de bitume et de pétrole brut synthétique dont les propriétés sont semblables à celles du brut sulfureux moyen.
Tigres de l'Asie	Groupe de pays orientaux dont font partie l'Inde, la Malaysia, l'Indonésie, Hong Kong, le Japon, la Corée et la Thaïlande.
Unité de cokéfaction	Four dans lequel est effectué le craquage thermique du bitume en fractions plus légères avant retrait et transformation en brut valorisé. Les fractions légères, en particulier le naphte et le gas-oil, constituent les principaux composants du mélange final.
Usine de valorisation indépendante	Usine de traitement qui n'est pas associée à une installation minière ou à une raffinerie.
Valorisation	Procédé de transformation du bitume ou du pétrole brut lourd en un brut de meilleure qualité, par extraction de carbone (cokéfaction) ou par ajout d'hydrogène (hydrotraitement).
VAPEX^{MC}	Acronyme du terme Vapourized Extraction, c'est-à-dire un procédé de séparation semblable à la SGSIG qui consiste à vaporiser un solvant d'hydrocarbures plutôt que de la vapeur d'eau pour réduire la viscosité du pétrole brut dans le gisement.
Viscosité	Mesure de la résistance d'un fluide à l'écoulement. Moins un liquide est visqueux, plus il s'écoule facilement.
West Texas Intermediate	Le WTI est un pétrole brut léger non corrosif produit aux États-Unis et qui sert de point de référence aux prix du pétrole brut en Amérique du Nord.

PROJETS DE RÉCUPÉRATION IN SITU DU BITUME

Les deux grands types de récupération du bitume à partir des sables bitumineux sont par extraction à ciel ouvert et in situ. Avec l'extraction à ciel ouvert, les sables bitumineux sont transportés par camion jusqu'à un broyeur qui transforme le minerai en une boue aqueuse destinée à l'usine de séparation. Il est alors possible de séparer le bitume de l'eau, du sable et des autres produits pour le préparer à la valorisation. Cette opération est l'étape finale du processus de transformation du bitume goudronneux en un pétrole brut synthétique prêt à être raffiné ou parfois en certains produits pétroliers.

La séparation gravitaire stimulée par injection de vapeur (SGSIV) est en train de devenir la technologie in situ dominante utilisée aujourd'hui afin d'avoir accès aux dépôts de sables bitumineux se trouvant à des profondeurs telles qu'ils ne se prêtent pas à l'extraction à ciel ouvert. La SGSIV est un processus qui a recours à deux puits horizontaux rapprochés l'un de l'autre. Celui de production est foré de manière à se trouver près du fond du gisement alors que l'autre, qui sert à l'injection de vapeur, se trouve directement au-dessus. De la vapeur est injectée en permanence dans le puits supérieur de manière à rendre le bitume plus liquide et à lui permettre de s'écouler dans le puits de production, à partir duquel il est pompé jusqu'à la surface.

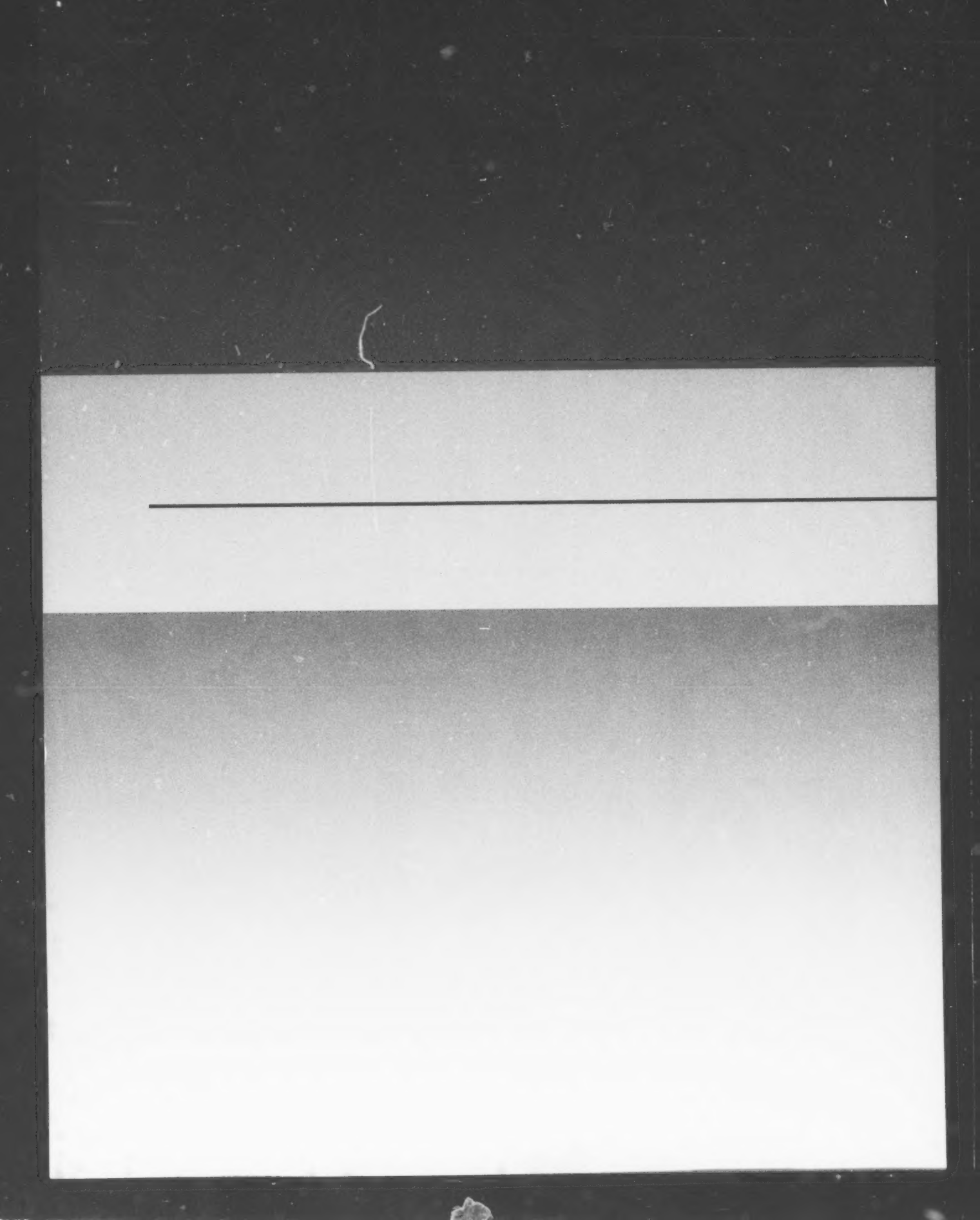
- Dans le contexte du projet de SCU de la Compagnie pétrolière Impériale Ltée à Cold Lake, la mise en service des phases 11 à 13, connues sous le nom de projet Makheses, à la fin de 2002, a haussé la capacité jusqu'à environ 21 000 m^3/j (130 kb/j), ce qui va dans le sens d'une augmentation prévue de la production de quelque 5 % par année. On situe à 2007 l'entrée en production des phases 14 à 16 (projet Nabiye).
- Le projet de SGSIV d'EnCana au lac Christina est entré en exploitation au deuxième trimestre de 2002. En 2003, on a tiré 840 m^3/j (5 kb/j) de trois paires de puits utilisant la SGSIV.
- Lancé en 2002, le projet de SGSIV d'EnCana au ruisseau Foster a produit en moyenne 2 900 m^3/j (18 kb/j) en 2003. La production devait atteindre 4 770 m^3/j (30 kb/j) en 2004 et à plus long terme, EnCana envisage 15 900 m^3/j (100 kb/j) d'ici 2007.
- Le projet de SGSIV de Petro-Canada à la rivière MacKay est entré en production en 2002. En 2003, l'objectif de capacité de 4 770 m^3/j (30 kb/j) a presque été atteint. Aucun agrandissement n'est envisagé pour l'instant.
- Le projet de SGSIV Firebag de Suncor vise à fournir une charge d'alimentation supplémentaire aux installations de valorisation de la société, charge qui peut aussi être vendue directement sur le marché. Afin de se donner les moyens de traiter une plus grande capacité de bitume, Suncor projette d'agrandir ses installations de valorisation en y ajoutant une colonne de distillation sous vide d'ici la fin de 2005. Les plans d'aménagement de Firebag prévoient quatre phases distinctes de 5 560 m^3/j (35 kb/j) chacune devant être

menées à terme d'ici 2010. Après conclusion de la phase I en 2004, la phase II devrait être terminée en 2006.

- CNRL a donné de l'ampleur à son exploitation dans le cadre des projets du lac Wolf et de Primrose. La phase 2A, qui vise un ajout de 500 m^3/j (3 kb/j) à Primrose South / lac Wolf, est prévue pour 2005. Une mise en production en 2006 est envisagée pour l'agrandissement à Primrose North, qui correspond à la phase 2B et à un ajout de 4 770 m^3/j (30 kb/j).
- Le projet de SGSIV de ConocoPhillips à Surmont devrait normalement entrer en exploitation en 2006, la capacité nominale de la phase 1 étant de 4 000 m^3/j (25 kb/j).
- Deer Creek Energy érige des installations de SGSIV au ruisseau Joslyn; d'une capacité nominale de 5 560 m^3/j (35 kb/j), leur entrée en production commerciale est prévue en 2007.
- Le projet de SGSIV de Husky au lac Tucker, d'une capacité nominale de 4 770 m^3/j (30 kb/j), devrait entrer en exploitation en 2006.
- Les travaux d'agrandissement entrepris dans le contexte du projet de Shell à Peace River visent un accroissement de la production en fonction de la capacité actuelle de l'usine qui est de 1 900 m^3/j (12 kb/j). Le forage de puits supplémentaires devrait débuter en 2005 et la mise en service est prévue pour 2006.

FACTEURS DE CONVERSION

Facteurs de conversion mesures impériales / mesures métriques

Unité physique		Équivalent
m	mètre	3,28 pieds
m^3	mètre cube	6,3 barils (pétrole, GPL)
		35,3 pieds cubes (gaz)
L	litre	0,22 gallon impérial
b	baril (pétrole, GPL)	0,159 m^3

Pétrole brut		Teneur en énergie
m^3	léger	38,51 GJ
m^3	lourd	40,90 GJ
m^3	pentanes plus	35,17 GJ